

*Edgar Ocampo Téllez**

Niveles de producción petrolera nacional y el desarrollo industrial; diferentes escenarios

SUMARIO: I. Diagnóstico y estado de los yacimientos. II. Parámetros mundiales del aprovechamiento de recursos petroleros. III. Fundamentación de escenarios de los niveles de extracción. IV. Formulación de los escenarios de los niveles de extracción. V. Bibliografía.

Los escenarios de la producción de petróleo de México hacia el horizonte 2040 propuestos en este capítulo, se fundamentan en el análisis de dos componentes; el primero es un diagnóstico general de la madurez de las provincias petroleras mexicanas, sus reservas y del potencial de los recursos prospectivos. Y el segundo, es la extrapolación de los parámetros del desempeño de la industria petrolera internacional en otras regiones del mundo, sobre las diversas áreas de oportunidad que existen en México.

I. Diagnóstico y estado de los yacimientos

Diagnóstico

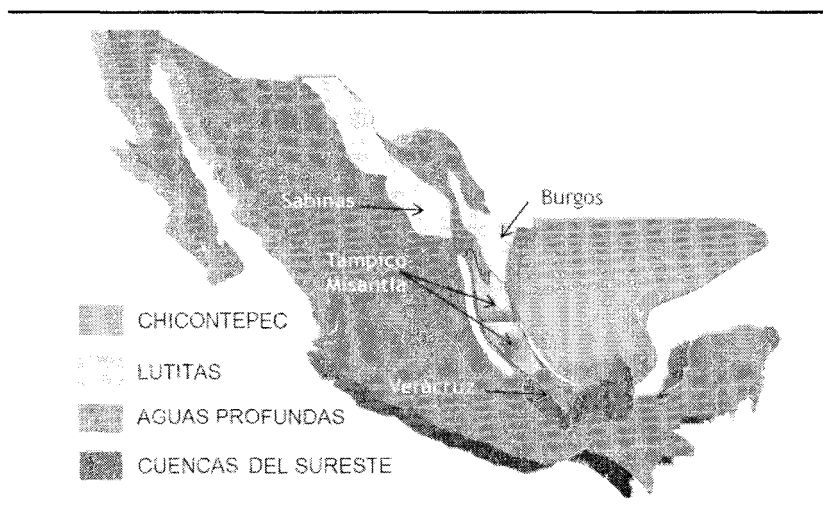
México cuenta con dos regiones productoras de hidrocarburos en explotación y tres áreas de oportunidad con potencial para desarrollo. De las zonas que se encuentran en actividad, una se ubica en el norte del estado de Veracruz, y la otra, en el sureste del país, entre los estados de Tabasco, de Campeche y las aguas someras del sur del Golfo de México, conocida como las “Cuencas del

* Analista e investigador; Asociación para el Estudio de los Recursos Energéticos (AEREN).

EDGAR OCAMPO TÉLLEZ

Sureste". Las áreas de oportunidad son los yacimientos de Lutitas en el nores- te y sur del país, el petróleo de aguas profundas del Golfo de México y el yaci- miento Chicontepec (ver mapa 1). El resto del territorio no cuenta, hasta el momento, con recursos de hidrocarburos que puedan aportar volúmenes sig- nificativos a la producción nacional.

Mapa 1
Áreas de oportunidad



La cuenca norte de Veracruz, denominada Tampico-Misantla, marcó el primer auge petrolero del país. Fue aprovechada desde principios del siglo pasado. Entre 1910 y 1930 se desarrolló la región de Ébano, Pánuco y la Faja de Oro en la parte terrestre. Posteriormente en las décadas de los años cuarenta y cincuenta, se explotó la región de Poza Rica y en la década de los años setenta, fue la Faja de Oro Marina y la región Tamaulipas-Constituyentes (1). La cuenca Tampico-Misantla se encuentra totalmente agotada. Sin embargo, aún existen importantes reservas en el yacimiento Chicontepec, que no han sido explotadas intensivamente por su complejidad geológica.

Las "Cuencas del Sureste" detonaron el segundo esplendor de esta industria. En la década de los setenta se inició la explotación en las zonas terrestres y en la década de los ochenta, en la zona marina. Actualmente, tras 45 años de aprovechamiento, estas cuencas presentan un estado avanzado de madurez y la

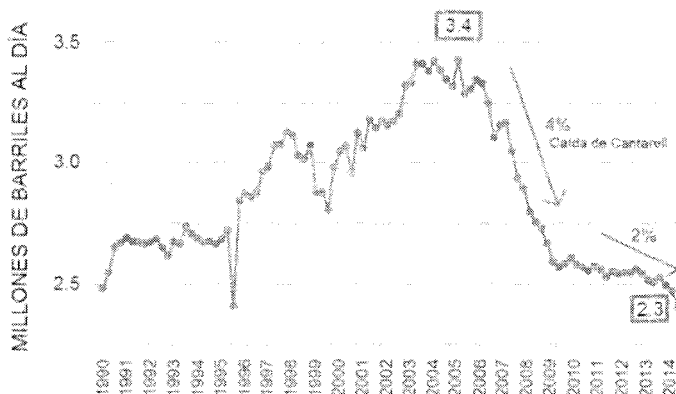
NIVELES DE PRODUCCIÓN PETROLERA NACIONAL Y EL DESARROLLO INDUSTRIAL

mayor parte de los campos gigantes han sido agotados o se encuentran en etapa terminal, con excepción del yacimiento marino Ku-Maloob-Zaap.

Después de más de 100 años de actividad petrolera en todo el territorio nacional, se han descubierto recursos en el subsuelo mexicano, por alrededor de 95 mil millones de barriles (2) y se han extraído cerca de 57 mil millones de barriles, es decir, más de la mitad del petróleo convencional ya ha sido utilizado.

Al final del año 2014, el nivel de extracción fue de 2.3 millones de barriles diarios; el 95 % se obtiene de las Cuencas del Sureste, el 5 % restante, surge de la zona norte del estado de Veracruz. El nivel de producción está declinando desde hace 10 años, después de haber alcanzado su pico máximo en 2004, con un registro de 3.4 millones de barriles al día. En los últimos 5 años la declinación ha sido en promedio del 2 % anual, agravándose ésta caída al 5 % en el 2014 (ver gráfica 1). La producción de petróleo de México abate el volumen de sus reservas probadas a un ritmo de 870 millones de barriles cada año, lo que equivale a extraer un yacimiento gigante.

Gráfica 1
Producción de petróleo de México, 1994 - 2000



Fuente: Secretaría de Energía.

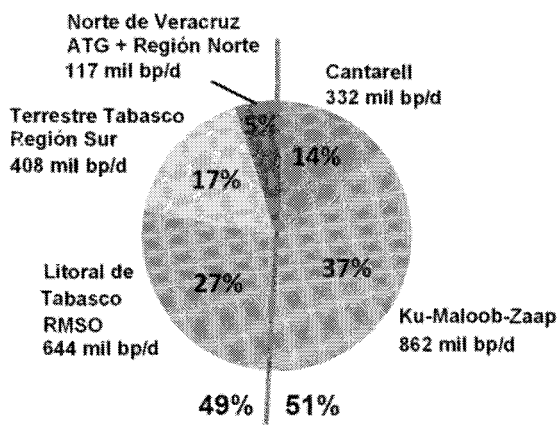
México contaba hasta el 1 de enero de 2014, con 9,840 millones de barriles de petróleo de reservas probadas (3). Las Cuencas del Sureste alojan cerca del 90 % de ellas, además del 50% del total de reservas probables y posibles y cerca del 25 % de todos los recursos prospectivos de petróleo convencional. El papel de esta región, en la producción global de México, continuará siendo fundamental en los próximos 25 años.

En el periodo que comprende entre el año 1975 y el año 1985, se realizaron los más importantes hallazgos de petróleo en México (4). A partir de entonces, el éxito ha ido disminuyendo progresivamente, se ha tornado más escaso y el volumen de las reservas encontradas, es cada vez más modesto. En la última década, solo han ocurrido dos hallazgos importantes, Tsimín-Xux en el Litoral de Tabasco y Ayatsil-Tekel frente a las costas de Campeche.

Así mismo, se tienen identificados recursos prospectivos en 3 áreas de oportunidad; 60 mil millones de barriles de hidrocarburos no-convencionales en yacimientos de lutitas, 28 mil millones de barriles en aguas profundas del Golfo de México y 18 mil millones de barriles en el yacimiento Chicontepec. No obstante lo prometedor de estos recursos, su explotación es más compleja, más costosa y de mayor riesgo.

El balance de la producción se encuentra con alta dependencia a solo dos yacimientos, Ku-Maloob-Zaap que aporta el 37 % del total y Cantarell que aporta el 14 %, ambos se encuentran ubicados en las aguas someras del estado de Campeche. Los yacimientos marinos frente a las costas de Tabasco, aportan en conjunto el 27 % y los campos terrestres de ese mismo estado, aportan un 17 % de la extracción nacional. Finalmente, el norte del estado de Veracruz solo contribuye con el 5 % (ver gráfica 2).

Gráfica 2
Balance de la producción de petróleo (2014)



Fuente: Secretaría de Energía.

Los yacimientos y su estado de madurez

Los primeros campos de petróleo en explotarse en México, fueron los del noreste del país, en el estado de Veracruz, que permitieron alcanzar rápidamente una producción de 500 mil barriles de petróleo al día a principios del siglo pasado, a pesar de que en aquella época, se contaba con una modesta e incipiente tecnología. La producción inició en el campo Ébano, el Pánuco y el prolijo Cerro Azul, cuyo pozo número 4, arrojó 260 mil barriles en un solo día, el 19 de febrero de 1916. Hoy estos campos se encuentran agotados. Toda la región alcanzó su pico de producción en 1920 y posteriormente comenzó a declinar. Posteriormente la extracción se mantuvo durante 50 años, en un nivel de alrededor de 150 mil BP/D, gracias al aporte de los yacimientos de la Faja de Oro, Poza Rica, San Andrés, Tamaulipas-Constituciones y Tres Hermanos (5).

Por esa época, también fue descubierto, el yacimiento Chicontepec, en 1926, que fue abandonado por varias décadas, debido a las complicaciones que presenta su aprovechamiento.

Posteriormente, en la década de los años setenta se descubrieron los campos gigantes de las Cuencas del Sureste del país, ubicados en la zona terrestre del estado de Tabasco. Entre ellos, se destacan el yacimiento Samaria, que contaba con 4.5 mil millones de barriles de reserva original y el campo Cunduacán, con 3.1 mil millones de barriles. Ambos pertenecen al complejo Antonio J. Bermúdez, cuya explotación inició en 1973 y alcanzó un máximo de extracción en los 700 mil BP/D, en febrero de 1979. Por esas mismas fechas, se descubrió también, en el sur de Tabasco, el campo Jujo-Tecominoacán, que contenía 4.6 mil millones de barriles. Años más tarde, se encontró el campo Cárdenas que tenía 1.3 mil millones de barriles de reserva original. Hoy todos estos yacimientos se encuentran agotados o en fase final de explotación.

Unos años después, en las aguas someras del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco y de Campeche, se descubren los campos más grandes del país, Cantarell, Abkatún-Pol-Chuc y Ku-Maloob-Zaap.

El complejo Cantarell ha sido el conjunto de yacimientos más productivo de México. El súper gigante Akal, inició su producción en 1979; contenía alrededor de 30 mil millones de barriles de reserva original y, hasta el momento, se han recuperado cerca de 13 mil millones. Akal tocó su pico en diciembre del año 2003 con un registro de 2.1 millones BP/D. Adyacentes a este campo, se ubican los yacimientos de Nohoch, con 2 mil millones de barriles de reserva; Sihil, con 2.5 mil millones; y campos más pequeños de Chac, Kutz, Ixtoc, Ek y Balam. Actualmente todos los campos del activo Cantarell se encuentra en fase terminal de explotación y casi agotados.

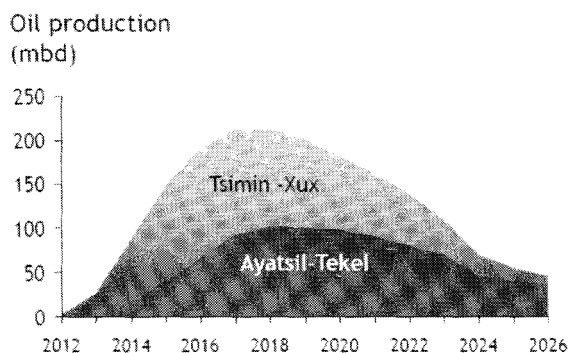
EDGAR OCAMPO TÉLÉZ

Más hacia el sur de Cantarell, en aguas someras del litoral de Tabasco, se encuentra el yacimiento Abkatún. Este campo contenía 5 mil millones de barriles de petróleo de reserva original. Junto a él están los campos Pol, con 2.2 mil millones de reserva; Chuc, con 2 mil millones; y Caan, con 1.5 mil millones. El yacimiento Abkatún inició su producción en 1980 y tocó techo con un registro de 444 mil BP/D en 1983. Hoy todos estos campos se encuentran agotados en fase final de explotación.

Al norte de Cantarell se ubica el yacimiento Ku-Maloob-Zaap, compuesto por tres campos: Ku, con 4.1 mil millones de barriles de reserva original; Maloob, con 4.2 mil millones; y Zaap, con 4.9 mil millones. El campo Ku, fue el primero en ser explotado, a partir de 1981, su producción tocó el pico máximo en 2008, con un registro de 384 mil BP/D; a finales de 2014 solo producía alrededor de 200 mil BP/D y continúa en franco declive a un ritmo de 8% anual. El campo Zaap se encuentra estable desde el año 2009, en los 300 mil BP/D, su producción se detonó a partir del año 2007. El campo Maloob aumentó su producción en el año 2006, y aportaba a finales del 2014 unos 360 mil BP/D. Este es el único campo que aún presenta posibilidades de aumentar ligeramente su producción.

El yacimiento recién descubierto de Tsimín-Xux, inició producción a finales del año 2012, la producción reportada en diciembre de 2014, fue de 72 mil BP/D. La expectativa es alcanzar cerca de 100 mil BP/D en el año 2017. El yacimiento Ayatsil-Tekel está en proceso de desarrollo y los objetivos de producción son de alrededor de 100 mil BP/D (ver gráfica 3).

Gráfica 3
Proyecciones de yacimientos Tsimin-Xux
y Ayatsil-Tekel (2012 - 2026)

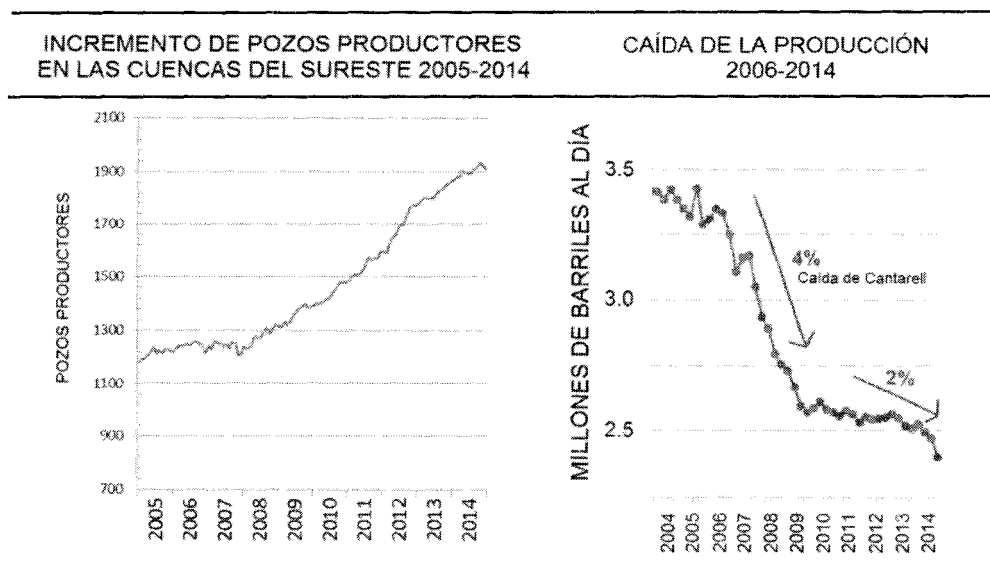


Fuente: Pemex, 2014.

NIVELES DE PRODUCCIÓN PETROLERA NACIONAL Y EL DESARROLLO INDUSTRIAL

En los últimos 6 años, el comportamiento tendencial de la cantidad de pozos en operación en las Cuencas del Sureste, fue en aumento. A partir del año 2008, se elevó de 1200 pozos, a 1900 pozos para finales de 2014 (ver gráfica 4). A pesar de este incremento, la producción de crudo continúa cayendo en la región, reflejando una rápida disminución de la productividad, muy común en las provincias que han alcanzado su madurez.

Gráfica 4



Fuente: Secretaría de Energía.

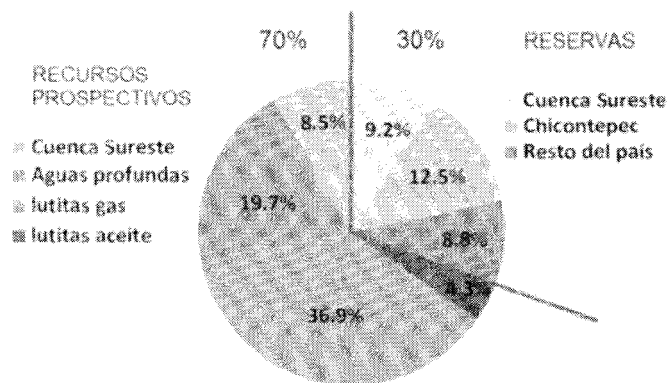
Reservas remanentes en las zonas de explotación

Además de las reservas probadas, se tienen identificados hidrocarburos remanentes en las cuencas que actualmente están en explotación. El volumen aun por desarrollar en las del Sureste, que incluye las reservas 2P, 3P y recursos prospectivos, es de alrededor de 32 mil millones de barriles (ver gráficas 5 y 6). Los proyectos de incorporación y evaluación más importantes son el de Chalabil, en el litoral de Campeche, con un potencial de 3 mil millones de barriles a evaluar; y el de Uchukil, en el litoral de Tabasco y Veracruz, con cerca de 2 mil millones de

EDGAR OCAMPO TÉLLEZ

barriles. Asimismo, en la zona terrestre se encuentran los proyectos de Cuichapa, en el sur de Veracruz, con 1,300 millones de barriles de reservas; Comalcalco, en Tabasco, con más de 4 mil millones de barriles; y Pakal, entre Tabasco y Campeche, con alrededor de mil millones de barriles, ubicado en las cercanías de la Laguna de Términos. En conjunto, estos proyectos suman alrededor de 11,000 millones de barriles (6).

Gráfica 5
Recursos y reservas identificados por PEMEX (2014)



Fuente: Pemex, 2014.

En la región norte del estado de Veracruz se localiza el yacimiento Chicontepec que cuenta con alrededor de 18 mil millones de barriles de petróleo en reservas 3P. No obstante, debido al grado de complejidad para su explotación, solo se han podido calificar como reservas probadas alrededor de 1,000 millones.

Recursos prospectivos en aguas profundas y petróleo de Lutitas

Se tienen identificados recursos por alrededor de 28 mil millones de barriles de petróleo en aguas profundas en estructuras del mesozoico y del terciario. Sin

NIVELES DE PRODUCCIÓN PETROLERA NACIONAL Y EL DESARROLLO INDUSTRIAL

embargo los proyectos de exploración que tienen mayor certidumbre solo son 4: la zona Perdido, con cerca de 5 mil millones de barriles a evaluar; el proyecto “Han”, ubicado cercano al litoral de los estados de Campeche y de Tabasco, que tiene alrededor de 3.3 mil millones de barriles a incorporar; el de Tlancanán, ubicado frente a las costas de Tamaulipas y Veracruz con 1.4 mil millones de barriles; y Holok, ubicado frente al puerto de Veracruz, con cerca de 2 mil millones de recursos prospectivos a evaluar. En conjunto, estos proyectos suman alrededor de 11,700 millones de barriles (7).

Gráfica 6
Recursos y reservas identificados

Cuenca	Prod. Acum.	Reservas			Recursos Prospectivos	
		1P	2P	3P	Conv.	No Conv.
Sureste	44.3	12.1	18.2	24.4	20.1	
Tampico	6.4	1.0	7.0	17.7	2.5	30.7
Misantla						
Burgos	2.3	0.4	0.6	0.8	2.9	12.9
Veracruz	0.7	0.2	0.2	0.2	1.6	0.6
Sabinas	0.1	0.0	0.0	0.0	0.4	16.0
Aguas Profundas	0.0	0.1	0.2	0.7	26.6	
Plataforma Yucatán					0.5	
Total	53.7	13.8	26.2	43.8	54.6	60.2

Fuente: Pemex, 2014.

En cuanto a los recursos prospectivos de hidrocarburos no-conventionales en yacimientos de Lutitas, PEMEX estima que existen alrededor de 60 mil millones de barriles (ver gráfica 7). En ésta área se cuenta con poca información disponible, se han realizado la perforación de 15 pozos, el resultado ha sido gas en la mayor parte de los casos.

Gráfica 7 Seguimiento a la exploración y extracción de aceite y gas en lutitas (junio 2014)

Provincia	Recursos Prospectivos Documentados		
	Aceite mmmb	Gas mmmpc	PCE mmmbpce
Tampico-Misantla	30.7	20.7	34.8
Burgos MZ	0.0	53.8	10.8
Burro-Picachos	0.6	18.0	4.2
Sabinas	0.0	49.0	9.8
Veracruz	0.6	0.0	0.6
Total Shale	31.9	141.5	60.2

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2014.

Conclusiones del diagnóstico

Las provincias petroleras mexicanas se encuentran en fase de avanzada madurez. Su producción está declinando de forma irreversible desde hace 10 años, y los resultados en la exploración son cada vez más escasos y los descubrimientos más pequeños. Existen tres áreas de oportunidad a desarrollar con buen potencial de producción, pero con condiciones de explotación más complejas. Casi toda la extracción actual depende de las Cuencas del Sureste y su origen proviene de yacimientos de calizas o sedimentos carbonatados del mesozoico en etapa terminal de explotación, con gran dependencia a dos campos gigantes.

II. Parámetros mundiales del aprovechamiento de recursos petroleros

Cualquier región petrolera logra alcanzar globalmente un nivel de eficiencia máximo en el aprovechamiento de sus reservas, dependiendo de la cualidad de las mismas y de las facilidades para su desarrollo. De la relación que existe entre la velocidad de extracción y el tamaño de las reservas probadas, se obtiene un índice de la proporción producción/reservas por cada 1,000 millones de barriles de reservas probadas. Con ese parámetro, se realizará la extrapolación sobre la capacidad global de la provincia petrolera mexicana y posteriormente de forma particular, sobre las áreas de oportunidad que se van a desarrollar.

Para este análisis, se obtendrán los índices a partir de la producción global de cada país, con relación exclusivamente a las reservas probadas, sin considerar las 2P y 3P. De la misma forma, se analizarán el de las de regiones geográficas de aguas profundas y el de los yacimientos de Lutitas.

Reservas y producción por países

Por la dimensión de las reservas, los países se clasifican en cinco grupos:

- *El primer grupo* incluye a los países que cuentan con volúmenes excepcionales de reservas, entre 300 mil y 150 mil millones de barriles, en el cual figuran solo Venezuela, Arabia Saudita, Canadá, Irán e Irak. Estas 5 naciones albergan el 63 % de todo el petróleo probado del planeta. Dentro de este grupo, solo Arabia Saudita ha logrado un nivel de extracción de casi 10 millones de barriles al día. El resto no produce más de 3.5 millones BP/D, a pesar de la talla de sus reservas.
- *El segundo grupo* abarca naciones que cuentan con volúmenes de alrededor de 100 mil millones de barriles de petróleo. En él se incluyen solo 3 países, Kuwait, Emiratos Árabes Unidos y Rusia. De este grupo, solo Rusia ha logrado alcanzar una producción diaria de 10 millones BP/D; y, en el caso de Kuwait y de Emiratos Árabes, su extracción ronda los 3 millones BP/D. Es importante destacar que las 8 naciones del primero y del segundo grupo, poseen el 80 % de todas las reservas probadas del mundo.
- *El tercer grupo* comprende a los países que cuentan con entre 50 mil y 25 mil millones de barriles de petróleo en reservas probadas. En este grupo están Libia, Nigeria, Kazajistán, Estados Unidos, Qatar y China. Estados Unidos es el mayor productor de éste grupo, con 7.4 millones de BP/D; y le sigue China, con 4.1 millones de BP/D. El resto de los países no pasa de los 2.5 millones de BP/D. Las 14 naciones incluidas en los tres primeros grupos de ésta clasificación, poseen el 92 % de todas las reservas probadas de petróleo del planeta.
- *El cuarto grupo*; lo conforman países que poseen volúmenes de alrededor de 10 mil millones de barriles de petróleo en reservas probadas, en donde se encuentra Brasil, Argelia, México, Angola, Ecuador, Azerbaiyán y Noruega. México es el mayor productor del cuarto grupo con una extracción diaria de 2.3 millones de BP/D; le sigue Brasil, con 2 millones BP/D; Angola, con 1.8 mi-

llones BP/D; y Noruega, con 1.5 millones BP/D. las primeras 21 naciones, poseen el 95 % de todo el petróleo del mundo.

- *El quinto grupo*; lo conforman 11 naciones que tienen volúmenes de entre 5 mil y 2 mil millones de barriles de petróleo en reservas, del cual solo señalaremos a Omán, India, Sudan, Egipto, Malasia, Indonesia, Yemen y Reino Unido. En este grupo destaca la capacidad de extracción de Inglaterra, que es de 800 mil BP/D, a pesar de contar con solo 3 mil millones de barriles en reservas probadas.

El resto de los países posee volúmenes más modestos de reservas probadas que están por debajo de los 2 mil millones de barriles y representan solo el 2 % del petróleo del mundo.

Comportamiento de la producción en relación al volumen y la calidad de las reservas:

- Un gran volumen de reservas no siempre garantiza una alta capacidad de producción. En ese sentido son ejemplares los casos de Venezuela y Canadá que tienen la mayor parte de sus reservas en yacimientos de sedimentos terrígenos de alta complejidad de explotación, que si bien se encuentran en el primer grupo de países con reservas excepcionales, la calidad y las condiciones de sus yacimientos de petróleo, no les permiten alcanzar niveles de extracción altos. En México, el yacimiento Chicontepec representa este tipo de condición, debido a que se trata de sedimentos terrígenos de areniscas heterogéneas con alto contenido de arcillas cuya explotación es muy compleja. A pesar de que contiene 136 mil millones de barriles de reserva original (*insitu*), las complicadas condiciones geológicas no permiten una explotación óptima.
- Solo tres naciones en el mundo están produciendo más de 4 millones de barriles al día, y son; Arabia Saudita, Rusia y Estados Unidos. Ningún otro país supera en estos momentos esa barrera, sin importar la dimensión de sus reservas, siendo casos peculiares, el de Irán, con 157 mil millones, el de Irak, con 140 mil millones, el de Kuwait y el de Emiratos Árabe Unidos, que ambos cuentan, con alrededor de 100 mil millones de barriles cada uno.
- Ninguna nación del grupo 4, con excepción de México, está produciendo más de 2 millones de barriles al día, a pesar de que en ese grupo se encuentran naciones que tienen prácticas de explotación de muy alto nivel como Noruega, Brasil y Angola.

NIVELES DE PRODUCCIÓN PETROLERA NACIONAL Y EL DESARROLLO INDUSTRIAL

Parámetros del desempeño en el aprovechamiento de recursos por cada mil millones de barriles de reservas probadas:

- El país con mejor desempeño en el mundo, es Reino Unido, que cuenta con yacimientos de sedimentos terrígenos de areniscas con buena permeabilidad y porosidad. A pesar de estar ubicado en el último grupo, por el pequeño volumen de sus recursos, presenta un índice de extracción de 267 mil barriles al día por cada 1,000 millones de barriles de reservas probadas, que lo coloca como la nación más eficiente. En el momento de su pico de producción su eficiencia llegó a ser de 500 mil BP/D por cada mil millones de reservas probadas.
- En segundo lugar se ubica Noruega, del grupo 4. Cuenta con el mismo tipo de yacimientos que Inglaterra, pues comparte la zona “Este” del Mar del Norte. Cuenta con 6 mil millones de barriles, y tiene una capacidad de extracción de 250 mil BP/D por cada 1,000 millones de reservas probadas.
- En tercer lugar se ubica Estados Unidos, del grupo 3, que cuenta con recursos por alrededor de 30 mil millones en yacimientos del terciario básicamente, con un índice de extracción de 247 mil BP/D, por cada 1,000 millones de barriles de reserva probada.
- Sorprendentemente, en cuarto lugar, se ubica México con un excelente índice de extracción de 230 mil BP/D, por cada 1,000 millones de barriles de reservas probadas.
- En quinto lugar se encuentra Indonesia con un índice de extracción de 229 mil BP/D; Angola en sexto, con un índice de 200 mil BP/D por cada mil millones de reservas; en séptimo China, con 171 mil BP/D; Argentina en octavo, con 167 mil BP/D por cada mil millones de barriles de reservas; en noveno Omán, con 164 mil BP/D; y en décimo Brasil, con 154 mil BP/D. por cada mil millones de reservas.

Se tomarán como parámetro alto de comparación a Reino Unido con 267 mil BP/D por cada 1,000 millones de reservas probadas y como parámetro bajo a Brasil, que produce 154 mil BP/D (ver gráfica 8).

Parámetros del desempeño en el aprovechamiento de recursos en *aguas profundas* y yacimientos de Lutitas, por cada mil millones de barriles de reservas probadas.

EDGAR OCAMPO TÉLLEZ

Se analizarán para aguas profundas, los casos de Estados Unidos, de Angola y de Brasil, y para los yacimientos de Lutitas se tomarán los campos de Eagle Ford y Bakken en los Estados Unidos, ya que no existen más ejemplos en el mundo con explotación activa de este tipo de yacimientos.

Gráfica 8
Índice de desempeño por cada 1,000 MMbpce
de reservas probadas 2014

PAÍS	PROD. DIARIA	RESERVAS 1P	INDICE / 1,000 mmBPCE
INGLATERRA	0.8 MMbp/d	3,000 MMbpce	266,667 bp/d
NORUEGA	1.5 MMbp/d	6,000 MMbpce	250,000 bp/d
ESTADOS UNIDOS	7.4 MMbp/d	30,000 MMbpce	246,667 bp/d
MÉXICO	2.3 MMbp/d	10,000 MMbpce	230,000 bp/d
INDONESIA	0.8 MMbp/d	3,500 MMbpce	228,571 bp/d
ANGOLA	1.8 MMbp/d	9,000 MMbpce	200,000 bp/d
CHINA	4.1 MMbp/d	24,000 MMbpce	170,833 bp/d
ARGENTINA	0.5 MMbp/d	3,000 MMbpce	166,667 bp/d
OMÁN	0.9 MMbp/d	5,500 MMbpce	163,636 bp/d
BRASIL	2.0 MMbp/d	13,000 MMbpce	153,846 bp/d

Fuente: Administración de la Información de la Energía, EE.UU.

Aguas profundas

La producción de petróleo en aguas profundas del Golfo de México en el área norteamericana, se inició en 1978 y se mantuvo por debajo de los 150 mil barriles diarios durante más de 15 años (9). Fue hasta 1995 que la extracción rebasó la barrera de los 200 mil BP/D y continuó creciendo de forma acelerada hasta alcanzar, en 2002, casi un millón de barriles diarios. Durante la mayor parte de la década pasada se mantuvo en ese promedio, y aumentó significativamente, a casi 1.3 millones BP/D en el año 2009, para luego comenzar a declinar en los años subsecuentes y estabilizarse en 1 millón BP/D hasta el 2012. Para el año 2014 la extracción se recuperó hasta los 1.2 millones BP/D. Existen en actividad cerca de 40 plataformas de producción en las aguas profundas del Golfo de Mé-

xico de los Estados Unidos (10). Se han descubierto alrededor de 18 mil millones de barriles de reservas probadas y la extracción acumulada, suma más de 8 mil millones de barriles. El índice del rendimiento actual en esta región es de entre 100 mil y 120 mil BP/D por cada 1,000 millones de reservas probadas.

En Angola la exploración en aguas profundas inició en 1991, y la primera producción se obtuvo 8 años después, en el año 1999. Se incrementaron las reservas probadas en alrededor de 8 mil millones de barriles y la extracción aumentó en cerca de 1.5 millones de barriles al día proveniente de esta área. En 2013 existen en operación 15 proyectos, 11 atendidos con embarcaciones tipo FPSO y 4 desde las terminales de Malongo y Palanco. Se espera que en los próximos 2 años, arranquen otros 10 proyectos, que agregarán producción por alrededor de un millón de barriles diarios. El índice de rendimiento actual en esta región es de entre 120 mil y 140 mil BP/D por cada 1,000 millones de reservas probadas (11).

Las actividades en aguas profundas de Brasil, se iniciaron en la década de los ochenta. El primer descubrimiento ocurrió en la cuenca de Campos en 1984. Se lograron incorporar alrededor de 12 mil millones de barriles de reserva probada. La producción actual es de aproximadamente 1.7 millones BP/D. La producción aumentó en el último año gracias a la entrada en operación de 9 sistemas de producción. La petrolera Petrobras espera tener en operación alrededor de 24 sistemas activos para el año 2020 y alcanzar una producción de 2 millones BP/D. El índice del rendimiento actual en esta región es de entre 140 mil y 160 mil BP/D por cada 1,000 millones de reservas probadas (12).

Petróleo de Lutitas

La explotación del petróleo de Lutitas, comúnmente conocida en los Estados Unidos como Shale oil y Shale gas, es una técnica muy reciente. Fue George P. Mitchell con la compañía Mitchell Energy, quienes pusieron a punto la perforación horizontal con fracturación hidráulica en el yacimiento de Barnett, en la década pasada. El único país en donde existe una explotación activa, comercialmente desarrollada es en los Estados Unidos, en ninguna otra del mundo se ha logrado aún implementar esta práctica a gran escala, a pesar de que existen grandes yacimientos en Polonia, Rusia y Argentina. En Estados Unidos existen más de 20 regiones productoras de hidrocarburos de lutitas. Sin embargo, más del 70% del petróleo se obtiene de dos de ellas, en Eagle Ford y Bakken (13).

El yacimiento de Eagle Ford en Texas, es la región que mejor desempeño ha tenido en los últimos años. El origen de los hidrocarburos proviene de estructuras del Terciario. Su desarrollo se detonó en el 2010. La extracción se ha incre-

mentado desde entonces, en promedio, unos 300 mil barriles diarios por año, hasta alcanzar los 1.6 millones BP/D actualmente. Las reservas probadas en Eagle Ford según la Administración de la Información de la Energía de los Estados Unidos, son de alrededor de 4.2 mil millones de barriles de petróleo. El índice del rendimiento por cada 1,000 millones de reservas es de 380 mil BP/D.

El yacimiento de Bakken en Dakota del Norte, detonó su desarrollo en el año 2008; la extracción se ha incrementó desde entonces, en promedio, 150 mil barriles diarios por año, hasta alcanzar los 1.1 millones BP/D actualmente. Las reservas probadas en Bakken son de alrededor de 4.8 mil millones de barriles de petróleo. El índice del rendimiento por cada 1,000 millones de reservas es de 230 mil BP/D.

III. Fundamentación de escenarios de los niveles de extracción

De las áreas de oportunidad con las que cuenta México, solo las Cuencas del Sureste tienen un grado aceptable de certidumbre para prever su nivel de producción a largo plazo, por los trabajos que ahí se realizan y por la evidencia técnica de sus recursos. En ese sentido, el pronóstico de esta región será el mismo para los dos escenarios. El resto de las áreas no cuenta aún con datos sólidos para una proyección más precisa, por lo que se supondrán diferentes tendencias en el grado de éxito, delimitando la capacidad máxima con los índices o parámetros internacionales analizados en el segundo capítulo.

Cuencas del Sureste

Para la formulación de escenarios se asume, como la mayor parte de las agencias internacionales de energía lo hacen, que la extracción en esta región rondará los 1.5 millones BP/D hacia el 2025, marcando la tasa de declinación propuesta (14).

De ésta forma, se supondrá que esta región continuará declinando durante los próximos 25 años, a un ritmo de 3.5% anual, con un ligero aumento durante 5 años, justo en el periodo de la caída de la producción de Ku-Maloob-Zaap, que iniciará poco después del año 2016. Se asume que el desarrollo oportuno de las reservas remanentes de esta región, permitirá suavizar el declive general. "En estas cuencas, aún quedan reservas dentro de las estructuras del terciario de la zona marina oriente, ya que algunos pozos que buscaban los yacimientos del Mesozoico profundo, presentaron manifestaciones de aceite en los estratos superiores del

Terciario; asimismo, en la zona poniente marina, hacia Sánchez Magallanes, la columna mesozoica, que por muchos años fue relegada, por ser ‘muy profunda’ e ‘inalcanzable’, ahora ofrece recursos con potencial de desarrollo” (15).

Hacia el horizonte 2040, se supondrá que las Cuencas del Sureste estarán produciendo unos 900 mil BP/D, todos los campos gigantes estarán agotados, incluidos los recientes descubrimientos de Tsimín-Xux y Ayatsil-Tekel. La producción acumulada supuesta entre 2015 y el 2040, será de aproximadamente de 13 mil millones de barriles, por lo que abatirá totalmente las actuales reservas probadas. En ese sentido, se dará por hecho, que se lograrán incorporar al menos 10 mil millones de barriles en los próximos 20 años de las reservas remanentes en las Cuencas del Sureste. La producción estará soportada por el aporte de una gran cantidad de pequeños yacimientos en donde se alojan dichos recursos, y ya no en dos o tres campos gigantes.

Es importante señalar, de forma particular, los proyectos que está realizando PEMEX en las Cuencas del Sureste. En ese sentido, seis son sobre yacimientos maduros o en etapa terminal, por lo que no incrementarán la producción, sino que únicamente mitigarán el declive. En la zona marina son; Ku Maloob Zaap, Cantarell, Chuc, Crudo Ligerero Marino, y en la zona terrestre son; los complejos Antonio J. Bermúdez y Cinco Presidentes (16). Los proyectos sobre nuevos campos son dos; uno se realiza sobre el yacimiento marino de crudo extra-pesado Ayatsil, cuya producción aumentará paulatinamente hasta los 100,000 barriles por día, y el otro sobre el campo Tsimín-Xux, que va a incrementar su producción hasta los 100,000 BP/D hacia el año 2018, para luego declinar.

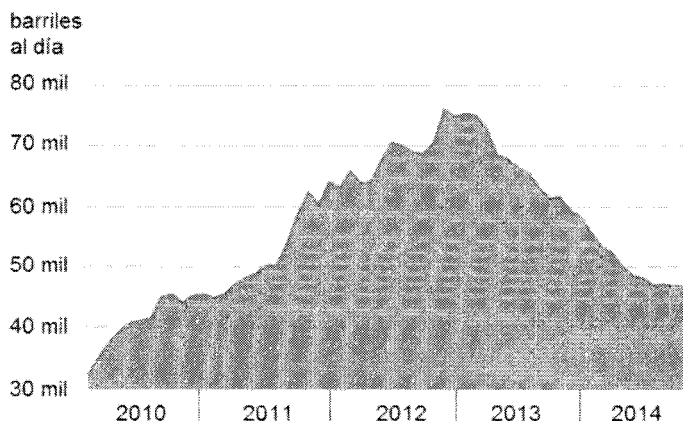
Conclusión: Las Cuencas del Sureste no presentan posibilidad de aumentar su producción, a no ser que se realice un hallazgo importante en el corto plazo, que rompa con la tendencia de empequeñecimiento de los resultados de exploración que se han registrado desde hace 30 años. Se asume para la formulación de los escenarios que se realizarán enormes esfuerzos en los trabajos de recuperación mejorada en todos los yacimientos, de lo contrario la tasa de declinación puede aumentar hasta un 5% por año.

Chicontepec

Esta área de oportunidad cuenta con un grado de certidumbre más o menos aceptable para su pronóstico, debido a que ya se realizan trabajos en la zona. La producción supuesta para los dos escenarios no variará significativamente; considerando un 20% más para el escenario alto, con respecto a lo que se propone para el bajo. Este yacimiento logró aportar 75 mil BP/D en el año 2013 (ver gráfica 9).

EDGAR OCAMPO TÉLLEZ

Gráfica 9 Producción Chicontepec (ATG) 2010 - 2014



Fuente: Secretaría de Energía, 2015.

Para los efectos de formulación de los escenarios se considerará que el desarrollo de este yacimiento tendrá un grado razonable de éxito, a pesar de que existen grandes desafíos para su aprovechamiento. Se propone para el escenario bajo, una extracción máxima en los 400 mil barriles diarios con un perfil de producción de dos décadas de duración, tocando techo dentro de 10 años, para luego declinar a 8% anual. Para el escenario alto, se propone como se mencionó, un 20% más, es decir, una extracción de 480 mil BP/D, tomando las consideraciones que a continuación se hacen.

Es necesario hacer énfasis en las dificultades geológicas en Chicontepec; el crudo se encuentra disperso en yacimientos lenticulares de poca extensión, que no están comunicados entre sí. Son estructuras del Terciario y se trata de depósitos de Turbiditas. Estratigráficamente, son depósitos discontinuos, pequeños, aislados y de formas irregulares, que liberan gran cantidad de gas al iniciar producción, lo cual constriñe rápidamente el paso del aceite hacia los pozos. La roca tiene poca porosidad y baja permeabilidad. La producción declina desde las primeras semanas, la pérdida de presión abate rápidamente el flujo (17).

La Secretaría de Energía señaló, en un reporte del mes de marzo de 2013, que habían alrededor de 2,900 pozos productores operando en Chicontepec, con

un promedio de extracción de 25 barriles de petróleo al día cada uno. El último proyecto que planeaba Pemex desarrollar, consideraba perforar alrededor de 20 mil pozos. El volumen de lo que aportará ésta área es aún incierto. Los pronósticos más optimistas sugieren la posibilidad de extraer hasta 700 mil barriles al día (18), aunque para algunas agencias de energía, esa meta es muy ambiciosa y sitúan la producción máxima en los 300 mil BP/D.

Los campos tienen dos mecanismos naturales de empuje para que el petróleo fluya. Primero, la expansión de la roca y de los fluidos; y segundo, el empuje del gas disuelto en el petróleo. A pesar de que la técnica del "Fracking", realizada en los laboratorios de campo, ha demostrado mejores resultados, la CNH ha advertido que "no se ha llegado al punto en el que pueda establecerse con un grado de certidumbre aceptable el tipo de fracturamiento que cada campo requiere, o si su aplicación podrá llevarse a cabo a una gran escala".

La composición de las arcillas en los yacimientos es heterogénea y condiciona el tipo de fluidos a utilizar para el fracturamiento. Los métodos de recuperación secundaria y mejorada corren el riesgo de no ser eficientes sin un estudio detallado de la composición y estructura del subsuelo; el diferencial de presión entre los yacimientos puede originar que la producción de algunos pozos no pueda ser integrada a los sistemas de recolección.

Asimismo, las condiciones en la superficie para la explotación de Chicontepec son complicadas. La abrupta topografía obstaculiza una logística dinámica en el aprovisionamiento de los pozos. La recuperación secundaria y la fracturación hidráulica requieren de la inyección de agua en grandes cantidades, y aún no se tiene definida la fuente, pues la región carece de acuíferos importantes. Un dictamen de la Comisión Nacional de Hidrocarburos sugiere la realización de acueductos desde el Golfo de México.

Nota: para ambos escenarios, se da por hecho que Chicontepec tendrá un éxito importante, detonando su producción a partir del 2016, considerando que las rondas de licitaciones que se realizarán este año, permitirán a las compañías petroleras, iniciar trabajos de manera masiva y simultánea en el corto plazo. De no detonar, a la brevedad, las actividades en Chicontepec, el nivel de producción de México caerá en 2017, por debajo de 2 millones de barriles al día.

Aguas profundas

El área de oportunidad del Golfo de México profundo, presenta un alto grado de incertidumbre, debido a que no existen trabajos activos de extracción, a pesar de que se tienen identificados recursos prospectivos por cerca de 28 mil millones

de barriles. A partir de esta condicionante, se supondrán dos posibles realidades: una, que considera un mayor éxito en la exploración y con un alto desempeño en la explotación, para el escenario alto; y la segunda, que considera condiciones más moderadas para el escenario bajo.

Es así, que se considerará para efectos del pronóstico alto, un éxito del 35% en los hallazgos sobre los recursos prospectivos identificados, concretando así, la incorporación de al menos 10 mil millones de barriles de reservas probadas en los próximos 15 años en el Golfo de México, y que el nivel de extracción, alcanzará los mejores estándares del aprovechamiento de las regiones en aguas profundas analizadas, por lo que se tomarán los índices o parámetros obtenidos en la región de Angola y de Brasil, es decir, alrededor de 150 mil barriles de petróleo por cada 1,000 millones de barriles de reserva. De esta manera, el potencial de la capacidad máxima de esta región, se sitúa en 1.5 millones BP/D. Cabe hacer la consideración, que ese nivel es superior a lo que se ha logrado del lado norteamericano, en donde las estructuras geológicas presentan recursos más abundantes.

Se considerará, para efectos del escenario bajo, un éxito del 20% en los hallazgos de los recursos prospectivos, con la incorporación de alrededor de 6 mil millones de barriles de reservas probadas en los próximos 15 años. Para estimar la capacidad de extracción, se tomará el nivel de aprovechamiento del lado norteamericano del Golfo de México, es decir, alrededor de 100 mil barriles al día, por cada 1,000 millones de barriles de reserva. Es así que el potencial de capacidad máxima de esta región para el escenario bajo, se sitúa en 600 mil BP/D.

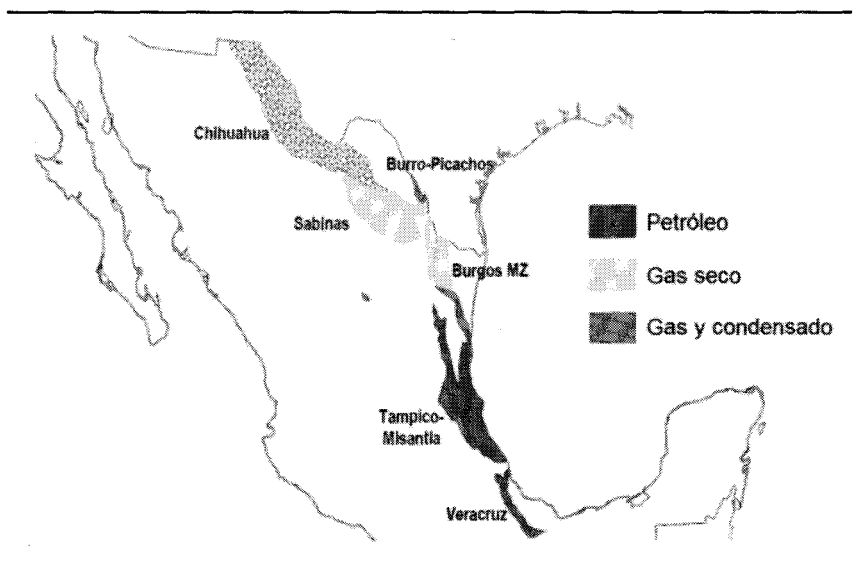
Se considera, además, que el desarrollo de un proyecto en ésta zona puede tomar alrededor de 10 años en terminarse, desde que descubre el yacimiento hasta el momento de iniciar la producción. En ese sentido, ambos escenarios consideran que los resultados en ésta área de oportunidad se reflejarán a partir de 2025. Se propone así mismo, que el pico de producción se alcanzará después de 15 años de iniciada la extracción, con una producción acumulada en 2040, de más de 4.5 mil millones de barriles para el escenario alto y unos 2 mil millones de barriles para el escenario bajo.

Petróleo de Lutitas

El área de oportunidad de los yacimientos de lutitas (ver mapa 2), también presenta un grado de incertidumbre muy alto para su previsión, debido a que existe poca experiencia activa, tanto en México, como en otras partes del mundo, que puedan usarse como referencia para la formulación de escenarios. Es

por ello que se tomarán únicamente los parámetros de desempeño obtenidos en las cuencas de Eagle Ford y Bakken en los Estados Unidos, que son las que producen aceite.

Mapa 2
Distribución de los recursos de Lutitas



Los recursos prospectivos identificados por PEMEX en yacimientos de lutitas son de aproximadamente 60 mil millones de barriles, de los cuales, según la EIA de los Estados Unidos (ver gráfica 10) y la agencia Rystad Energy (ver gráfica 11), entre 13 mil y 6 mil millones corresponden a reservas de petróleo crudo, técnicamente recuperables. Ese volumen es la quinta parte de los recursos que se tienen identificados en Estados Unidos (58 mil millones) en esa categoría, por lo que en cualquiera de los escenarios propuestos se tendrá esa consideración en su dimensionamiento.

Para el escenario alto, se propone que el área de oportunidad de petróleo de lutitas tenga un grado de éxito aceptable en la incorporación de reservas, del orden del 50% de los 13 mil millones que estima la EIA estadounidense. De esa forma se lograrían incorporar aproximadamente unos 6 mil millones de barriles como reservas probadas. Y en cuanto a la extracción, se propone un rendimiento más o menos

EDGAR OCAMPO TÉLLEZ

similar al que se ha obtenido en la región de Bakken, en los Estados Unidos, que es de 230 mil BP/D por cada mil millones de barriles de reservas. Se propone, además, que esta actividad detone a partir del año 2020, con un perfil de producción a 25 años, alcanzando su pico máximo en 10 años con un registro máximo de 1.3 millones BP/D y posteriormente, una declinación anual de 8 por ciento.

Gráfica 10
Países con mayores reservas probables de lutitas

Rank	Country	Shale oil (billion barrels)	
1	Russia	75	
2	U.S. 1	58	(48)
3	China	32	
4	Argentina	27	
5	Libya	26	
6	Australia	18	
7	Venezuela	13	
8	Mexico	13	
9	Pakistan	6	
10	Canada	9	
	World Total	345	(335)

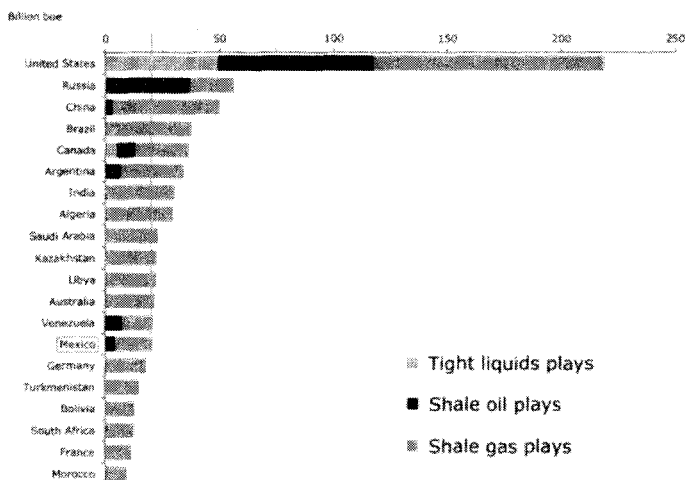
Fuente: Administración de la Información de la Energía, EE.UU.

Para el escenario bajo, se propone un grado de éxito aceptable en la incorporación de reservas, del orden del 50% con respecto a los 6 mil millones de barriles de recursos prospectivos que estima la agencia de Rystad. De esa forma, se lograrían incorporar como reservas probadas, aproximadamente unos 3 mil millones de barriles. Y en cuanto al desempeño en la extracción, se propone aplicar también el rendimiento que se ha obtenido en la región de Bakken, en los Estados Unidos. Así mismo, se propone que la producción inicie de forma importante a partir de 2020, con un perfil de producción a 20 años, alcanzando su pico máximo a los 8 años, con un registro máximo de 700 mil barriles al día.

No obstante, es importante señalar que el aprovechamiento del petróleo de lutitas en México, tienen más desventajas de las que se presentaron en Estados Unidos, por lo que es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones.

NIVELES DE PRODUCCIÓN PETROLERA NACIONAL Y EL DESARROLLO INDUSTRIAL

Gráfica 11
Reservas de lutitas por país



Fuente: Rystad Energy.

Tradicionalmente, la producción de hidrocarburos convencionales proviene de depósitos que contienen petróleo y gas que migró desde las rocas madres, y tienen características similares en toda su estructura y con una presión más o menos homogénea, lo que permite una interacción entre los pozos. La explotación de lutitas es totalmente diferente. Cada pozo tiene un rendimiento desigual y se comportan de forma individual y aislada. Se requiere de una perforación masiva y en progresivo aumento.

Las dificultades de la explotación de los hidrocarburos en lutitas son la rápida declinación de la extracción y la baja productividad de los pozos, que producen en promedio 600 barriles al día, durante el primer mes, pero al finalizar el año solo aportan unos 200. El flujo se desploma rápidamente durante el inicio de la actividad, con una tasa de declinación de hasta el 60% durante el primer año, a diferencia de un pozo convencional que puede mantener su producción estable mucho más tiempo y declinar suavemente. El costo de cada perforación promedia los 10 millones de dólares en los Estados Unidos; los resultados no siempre son positivos y los esfuerzos para culminar un pozo son considerables. En México algunos pozos han llegado a costar 20 millones de dólares, según la agencia Rystad Energy.

Cuando se inició la explotación de lutitas en Estados Unidos se supuso que, con la técnica de perforación horizontal y fracturación hidráulica, el comportamiento general de los campos iba a ser más o menos homogéneo y de manera uniforme, por lo que la EIA de los Estados Unidos sobreestimó los volúmenes de las reservas recuperables de petróleo y gas. El trabajo de campo ha demostrado que la producción es dispareja; que los sitios de alta productividad son puntuales y que en la mayor parte de las regiones la extracción es marginal o no rentable. La baja productividad de muchas regiones provocó que para el año 2012 la EIA revisara a la baja sus estimaciones de reservas de “shale gas” en un 40% (19).

Al inicio, la producción se concentró en los llamados “sweet spots” o los sitios más ricos, pero a medida que avanzaron los trabajos sobre regiones menos productivas, los resultados fueron tornándose cada vez más pobres. A pesar de los avances tecnológicos y las mejoras que se han logrado con la experiencia de los últimos años para mantener los niveles de producción estables, sigue siendo imperativo, aumentar constantemente la cantidad de perforaciones para evitar la declinación global, por lo que los montos de inversión se disparan y la productividad se mantiene estable o se desploma.

La explotación de petróleo de lutitas en los Estados Unidos contó, además, con la ventaja de que ya existía infraestructura en las zonas de explotación y de una robusta industria petrolera con infinidad de pequeñas, medianas y grandes compañías de servicios que poseen un importante inventario de equipos de perforación. Así mismo, las condiciones fiscales norteamericanas son ventajosas y los esquemas de tenencia de la tierra y propiedad de recursos del subsuelo son flexibles para este tipo de desarrollos. El territorio norteamericano tiene una vasta red de carreteras que permite el acceso rápido a regiones remotas y cuentan con una importante red de ductos. Por otra parte, el respaldo financiero de los fondos de inversión americanos, es clave en el impulso de la explotación de lutitas. Las primeras 50 firmas de petróleo y de gas dedicadas a este tipo de explotación, movilizaron en promedio cada año 120 mil millones de dólares, desde el 2008, y para el 2012, la cifra alcanzó los 186 mil millones (20).

IV. Formulación de los escenarios de los niveles de extracción.

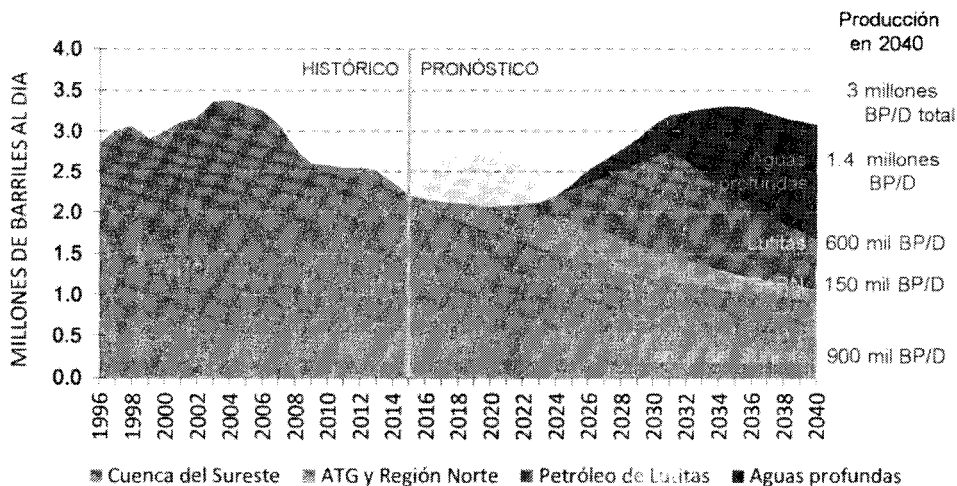
El escenario ALTO estará cercano a las previsiones que hace la Administración de la Información de Energía de los Estados Unidos para la producción de México a largo plazo. En agosto del 2014, esta agencia modificó su pronóstico sobre nuestro país, que antes le otorgaba un nivel de producción de 2.1 millones de

NIVELES DE PRODUCCIÓN PETROLERA NACIONAL Y EL DESARROLLO INDUSTRIAL

BP/D hacia el 2040, para fijarlo ahora en 3.7 millones de BP/D, basándose en los recientes cambios promovidos en la reforma energética. No obstante, parece difícil alcanzar dicha meta por la combinación de los perfiles de producción propuestos para cada área de oportunidad. Por lo tanto, se propone un escenario ALTO más acorde a la lógica del aprovechamiento de cada área, fijando la extracción para el año 2040, en 3 millones BP/D.

Extrapolando los índices mundiales de desempeño, México requiere, para lograr esta meta, tener al menos unos 15 mil millones de barriles de reservas probadas para el 2040 y lograr un rendimiento global de 260 mil BP/D por cada mil millones de barriles de reserva, similar al que Reino Unido está obteniendo ahora. De otra forma, si solo logra un desempeño como el de Brasil, que es de unos 150 mil BP/D por cada mil millones de barriles de reserva, México requeriría contar por lo menos, con unos 25 mil millones de barriles de reservas probadas.

Gráfica 12
Pronóstico 2015 - 2040 (Pronóstico alto)



Fuente: elaboración propia.

Nota: para cumplir con el pronóstico del escenario ALTO, tomando en cuenta que el volumen acumulado de petróleo extraído del subsuelo mexicano, en el periodo 2015-2040, será de aproximadamente 26 mil millones de barriles, obliga

a incorporar y calificar durante los próximos 25 años, entre 35 mil y 40 mil millones de barriles de petróleo como reservas “probadas”.

De forma particular, para cumplir con el escenario alto y llegar a producir 3 millones BP/D hacia el 2040, será necesario que se logre una declinación moderada de la extracción en las Cuencas del Sureste, con un promedio anual de 3.5%, con el objetivo de que aún aporte unos 900 mil BP/D dentro de 25 años. Para esas fechas, el yacimiento Chicontepec estará en declinación y produciendo alrededor de 150 mil BP/D, según el perfil propuesto. Las aguas profundas deberán aportar alrededor de 1.4 millones BP/D, lo que significaría alcanzar los mismos niveles de desempeño, que se han logrado del lado norteamericano del Golfo de México. Y finalmente, la producción de petróleo de lutitas estará declinando para esas fechas, aportando por lo menos, unos 600 mil BP/D para el 2040 (ver gráfica 12).

El escenario BAJO estará sustentado, en un grado de éxito razonable en cada una de las áreas de oportunidad. Si bien la reforma energética permitirá el flujo de inversión hacia todas las regiones, las condiciones de explotación presentan retos mayores en nuestro país. Se plantea un nivel de extracción máximo de 2 millones BP/D para el año 2040.

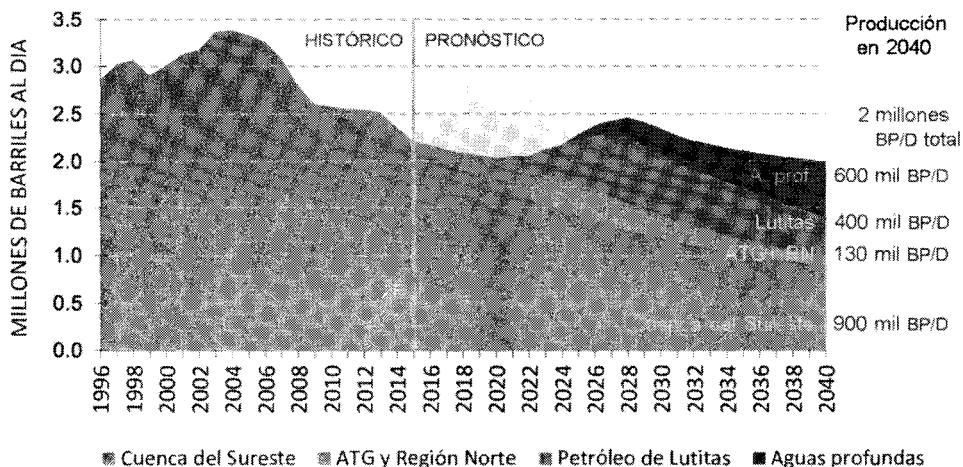
Extrapolando los índices mundiales de desempeño, México requiere para lograr esta meta, tener unos 10 mil millones de barriles de reservas probadas para el 2040 y mantener un desempeño global, de 210 mil BP/D por cada mil millones de barriles de reserva, similar al que hoy tiene PEMEX. De otra forma, si solo logra un desempeño como el de Brasil, es decir, de unos 150 mil BP/D por cada mil millones de barriles de reserva, requeriría tener por lo menos unos 14 mil millones de barriles de reservas probadas.

Para cumplir con el pronóstico del escenario BAJO, tomando en cuenta que el volumen acumulado de petróleo extraído del subsuelo mexicano, en el periodo 2015-2014, será de aproximadamente 20 mil millones de barriles, y habrá agotado las reservas probadas actuales, obliga a incorporar y calificar durante los próximos 25 años, alrededor de 25 mil millones de barriles de petróleo como reservas “probadas”.

En resumen, para llegar a producir 2 millones BP/D hacia el 2040 será necesario mantener una declinación moderada de la extracción en las Cuencas del Sureste, como se supone en el primer escenario. Además, el yacimiento Chicontepec deberá estar produciendo unos 130 mil BP/D. Las aguas profundas alrededor de 600 mil BP/D, que representa la mitad del éxito obtenido del lado norteamericano en el Golfo de México. Y finalmente, del petróleo de lutitas será necesario extraer unos 400 mil BP/D para esas fechas (ver gráfica 13).

NIVELES DE PRODUCCIÓN PETROLERA NACIONAL Y EL DESARROLLO INDUSTRIAL

Gráfica 13
Pronóstico 2015 - 2040 (Pronóstico bajo)



Fuente: elaboración propia.

Las condiciones de avanzada madurez de las provincias de Veracruz y del Sureste, y la elevada complejidad para el aprovechamiento, a futuro, de las tres áreas de oportunidad, implican un aumento importante de los trabajos para la explotación petrolera. Ante ésta realidad, el desarrollo de la industria de México tiene una gran ocasión de crecimiento y de consolidación.

V. Bibliografía

- Barbosa, F., & Domínguez, N. (s.f.). Situación de las reservas y el potencial petrolero de México. *Revista Economía UNAM Instituto de Investigaciones Económicas* vol. 3 núm. 7.
- Celestinos, F. X. (enero de 2015). (E. O. Téllez, Entrevistador).
- CNH. (abril de 2010). Dictamen del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, primera revisión y recomendaciones.
- Datos de la Administración de la Información de la Energía de los Estados Unidos 2013-2014.*

EDGAR OCAMPO TÉLLEZ

- Deepwater Gulf of Mexico - America's Expanding Frontier.* (s.f.). Obtenido de http://www.geographic.org/deepwater_gulf_of_mexico/production_trends.html
- Deepwater Gulf of Mexico - America's Expanding Frontier.* (s.f.).
Dictámenes de proyectos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Escalera Alcocer, J. A. (2010). *Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México.*
- Gulf operators, contractors get ready for busy 2013.* (s.f.). Obtenido de <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-73/issue-01/gulf-of-mexico/gulf-operators-contractors-ready-busy-2013.html>
- Helma, C. (mayo de 2013). *Why america's shale oil boom could end sooner than you think.* Obtenido de Revista Forbes: <http://www.forbes.com/sites/christopherhelman/2013/05/22/how-cree-perfected-the-20-year-lightbulb/>
- Hughes, D. (febrero de 2013). *Drill, baby, drill.* *Post Carbon Institute.*
- Market Research y AIE de los Estados Unidos. (s.f.). *Mexico Oil and Gas Report.* Presentación PEMEX, ExpoForo 2da edición. (abril de 2014). *Claves para el futuro de PEMEX en la coyuntura actual.*
- Reporte de Brasil de la Administración de la Información de la Energía de los Estados Unidos 2014.*
- Reporte Drilling Productivity Report.* (enero de 2015).
- Reporte sobre Angola de la Administración de la Información de la Energía de los Estados Unidos 2014.*
- Resolución CNH.E.01.001/14 relativa a los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas 1P de hidrocarburos.*
- SENER. (s.f.). *Prospectiva de petróleo crudo 2008-2017.*