

*Fabio Barbosa Cano\**

---

## **Prospectiva de la Industria Petrolera en México a partir de la Reforma Energética 2013-2014**

**SUMARIO:** I. Espartacus y Phobos. II. Lulitas. III. La Ronda Uno en aguas someras. IV. La Cuenca Salina en tierra y el Golfo de México. V. El segmento de crudos pesados y ultrapesados. VI. Chicontepec. VII. La rehabilitación de campos maduros. VIII. Reflexiones finales y propuestas. IX. Bibliografía.

El propósito de este trabajo es presentar el comportamiento más probable de la extracción petrolera en México en el corto y medio plazos, incorporando información reciente, sobre proyectos de Pemex en curso y otras “significativas oportunidades” que la reforma ofrece al capital privado para elevar la producción, así como un nuevo dato no previsto al comenzar el proceso legislativo: la aceleración de la declinación de nuestros viejos campos petroleros, que se inició hace más de una década y que ahora amenaza con alterar el panorama general de la industria y la economía mexicanas.

Las expectativas oficiales de revertir la caída de la producción, aminorar la pérdida de ingresos fiscales y continuar con lo que telegráficamente podríamos llamar “el modelo fósil”, que parece replicar el discurso del Presidente Obama sobre las posibilidades de prolongar “otro siglo” la civilización petrolera, descansan en que nueva inversión privada detonaría la producción en dos sectores, primero, el supuesto potencial en aguas profundas del Golfo de México, donde ya hemos descubierto hidrocarburos. No cuestionamos que esa zona contribuirá a incrementar la producción mexicana, pero a la fecha, no existe ninguna evi-

\* Investigador del Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM.

dencia de que podría alcanzar los volúmenes que sugiere la evaluación de casi 30 mil millones de barriles, que se presumen como “recursos prospectivos”. El segundo gran sector son las áreas de lutitas, que los estudios del Departamento de Energía de los Estados Unidos, DOE por sus siglas en inglés, consideran una de las cuencas más grandes del planeta.

Comenzaremos con la zona de la frontera México-Estados Unidos en el Golfo de México, utilizando el método de analogías con los campos descubiertos en EE. UU., aquí vamos a proponer una estimación de lo que, razonablemente, podríamos esperar como producción mexicana en las áreas contiguas.

Considerando que es necesario ajustar las expectativas de que en el corto plazo puedan obtenerse incrementos substanciales, dedicaremos unas líneas a examinar los tiempos de maduración de los proyectos petroleros e intentar mostrar que, algunos, no permiten esperar su culminación en un periodo tan corto como lo que queda de esta década.

Para el caso del shale oil-gas expondremos la hipótesis de que esta explotación es un fenómeno peculiar de los Estados Unidos, en primer lugar, de la generosidad de su geología, el conocimiento que de ella logró la industria petrolera de ese país, con tanta antelación, que le permitió “saltar etapas”, que otros apenas estamos iniciando, así como otras circunstancias específicas que no se han podido replicar en ningún otro país, a pesar de que “la revolución del shale gas/oil” ya cumplió una década.

Por otro lado, nuestra revisión prospectiva de la industria petrolera en México, a partir de la reforma energética, también nos permite coincidir con quienes plantean que ofrece “significativas oportunidades” al capital privado, en ciertas áreas geológicas (Sen y Upadhyaya). Continuando la enumeración iniciada con aguas profundas y lutitas: 3) incrementos en la Ronda Uno, en aguas someras en Litoral Tabasco; 4) aumentos de la producción en las áreas salinas, cuyas extensiones ubicamos en varias cuencas de Sureste; 5) La nueva dotación de crudos pesados; 6) Chicontepec y 7) por la rehabilitación de campos maduros.

## I. Espartacus y Phobos

Hace casi veinte años que las aguas profundas hicieron su irrupción en la nueva geografía petrolera de México, recordemos que en 1996, desde la Comisión de Relaciones Exteriores del Senado se originó la sorprendente primera plana con los reclamos de su presidente, el Senador Conchello, quien temía que los Estados Unidos estuvieran perforando el pozo Baha en aguas territoriales de México.

Pronto fuimos conociendo que en la frontera marítima con el vecino del Norte, quedaban espacios pendientes de delimitación, las llamadas “donas”, supuestamente pletóricas de petróleo; citaremos las primeras evaluaciones de su potencial para mostrar que las cifras, desde siempre, han sido una danza de millones, siempre omitiendo que se trata de estimaciones, cuanto más tempranas, más inciertas. En los noventa la oficina de investigación geológica de los Estados Unidos, USGS, por sus siglas en inglés, la situaba en 24 mil millones de barriles, las primeras proyecciones de Pemex Exploración y Producción esperaban que, en solo unos años, México podría iniciar extracción.

Han pasado veinte años, ahora ya tenemos firmados el tratado delimitando la frontera y un acuerdo para la explotación de probables yacimientos transfronterizos; el pozo Baha no fue el único perforado, a la fecha nuestro recuento suma poco más de setenta, en las áreas adyacentes a la línea fronteriza; una de las “donas”, la occidental, ha sido delimitada y ha cambiado su nombre, ahora, uno de los segmentos estadounidenses se denomina “Escarpe de Sigsbee” y muy cerca del mismo fue perforado el pozo “Espartacus”, que no encontró petróleo, pero en esta nueva etapa de la industria petrolera mundial, caracterizada por un empeño irrefrenable explorando hasta los últimos confines del planeta, el pasado 25 de abril de 2013, el pozo “Phobos” de Anadarko, situado en el Escarpe de Seesgbe, es decir, en la Dona, dio resultados positivos con un estimado de 100 millones de barriles de aceite, es decir, *200 veces menos* que la cifra de USGS citada líneas arriba.

En resumen, en las últimas dos décadas, a lo largo de la frontera México-Estados Unidos en el Golfo de México, se han explorado y actualmente se explotan hidrocarburos en tres grandes áreas frente a las costas de Texas y Louisiana: “Cañón de Alaminos”, “Keatley Canyon” y “Walker Ridge”.

¿Qué puede esperar México de la exploración que se intensificará, gracias a la nueva legislación petrolera?, es razonable esperar lo mismo que al otro lado de la línea fronteriza, es decir, para presentar nuestra analogía sumamos todos los campos a lo largo de más de 500 kilómetros, hasta ahora abiertos a la actividad petrolera, realizando una revisión exhaustiva de lo que se ha descubierto en los últimos veinte años, no solo los campos más cercanos, sino todos los descubrimientos, incluso los ubicados a varios cientos de kilómetros al Norte y Noreste del Cinturón Plegado Perdido.

Repasando hasta las últimas informaciones de enero de este 2015, encontramos los siguientes cuatro complejos:

- El grupo en el que la compañía Shell es operadora, comprende tres campos: Great White, Tobago y Silvertip, en el área Alaminos. El primero inició su

producción en 2010 y los otros en los años siguientes. En total extraen 100 mil barriles diarios de aceite.<sup>1</sup>

- Más distante, a unos 250 kilómetros al este, en el área “Walker Ridge”, se encuentran otros dos campos, cuyo operador es Petrobras: “Chinook” y “Casacade”. El primero arrancó operaciones en marzo y el segundo en septiembre de 2012, según informaciones de Petrobras.<sup>2</sup> La explotación de estos campos se realiza empleando, por primera vez en Estados Unidos, un barco de carga y almacenamiento, equipado también para mezclar y realizar algunos procesos, llamado FPSO, por sus siglas en inglés. Su capacidad de proceso es de 80 mil barriles diarios, es decir poco menor a la del complejo de Shell, lo citamos no para regatear su importancia, sino para ofrecer al lector información que permita comparar. Las instalaciones del complejo Tsimin-Xux que Pemex está instalando para alcanzar su pico en este sexenio, en Litoral Tabasco, tendrán capacidad para procesar 200 mil barriles.
- El tercer grupo lo forman dos campos donde Chevron es el operador, se trata de uno extremadamente publicitado en los días de su descubrimiento, llamado “Jack”, el otro es St Malo. Se ubican en la misma área del grupo brasileño, en las estructuras Walker. Las cifras sobre su capacidad de proceso han sido ajustadas a la baja, conforme fueron conociéndose los problemas de complejidad geológica, el último reporte asegura que se logrará, en el pico, una producción de 90 mil barriles diarios, una cifra 50% menor a la publicitada en 2007; detallaremos más adelante, pero adelantemos que la existencia de dificultades técnicas lo ilustra que su desarrollo se demoró más de diez años; Jack se descubrió en 2004 y el arranque de operaciones apenas fue anunciado el pasado 2 de diciembre de 2014.
- En otra área llamada Keatley Canyon, en los confines de las aguas territoriales de los Estados Unidos, aproximándose a la línea de la frontera con México, en fecha tan reciente como el pasado 19 de enero de este año 2015, acaba de arrancar producción un nuevo proyecto. Informó Oil and Gas Journal: “Comienza producción petrolera en el campo Lucios” (“Oil production starts

<sup>1</sup> Las empresas consideran “reservada” las cifras desagregadas de la producción por campos, por lo que el dato sobre producción lo tomamos de la capacidad de las instalaciones de proceso y transporte diseñadas para el manejo de la producción.

<sup>2</sup> Informaciones de Gustavo Amaral, Vicepresidente de Petrobras America’s Upstream, en Offshore Engineer, Houston Tx., diciembre, 2012.

at Lucius"). El arranque tan temprano, pues Lucius fue descubierto apenas en 2009, es un caso en el que se acorta el ciclo entre descubrimiento y producción, de igual modo que revela el empuje de las empresas estadounidenses en el golfo, pero también muestra las características geológicas en Keatley Canyon. Lucius se desarrollará conjuntamente con otro descubrimiento de Exxon: el campo "Hadrian", en formaciones productoras de gas distintas a las arenas Wilcox, que por primera vez serán explotadas en esa zona. Las nuevas instalaciones procesarán 80 mil barriles de aceite diarios y 450 millones de pies cúbicos de gas, también diarios.<sup>3</sup>

- Finalmente, y solo lo mencionamos para ajustarnos a un seguimiento exhaustivo, encontramos otro grupo formado por los campos Tiber y Kaskida administrados por British Petroleum (BP). Al igual que los casos anteriores, esta operadora ha sido objeto de controversias en las páginas de la prensa internacional y no lo incorporamos a la lista de campos en producción. A continuación explicamos nuestras razones.

En el campo Tiber-1 se encontró un yacimiento a la mayor profundidad en el mundo: 10 mil 685 metros.<sup>4</sup> El pozo adquirió celebridad también porque fue el último pozo exitoso perforado por la plataforma "Deepwater Horizon" en 2009; el siguiente fue el pozo Macondo que explotó un año más tarde, en 2010, provocando uno de los desastres más grandes en el Golfo de México. Kaskida es poco menos profundo, alcanzó el yacimiento en 9,906 metros.<sup>5</sup>

Ante las exageraciones de la prensa que anunciaban un mil millones de barriles descubiertos y algunos medios, hasta tres mil millones de barriles, el propio Andy Inglis, Jefe de exploración y producción de BP, advirtió: "queda mucho trabajo por hacer para confirmar el tamaño...", agregando que "la producción en profundidades extremas, a muy elevadas presiones y temperaturas es más desafiante que las tradicionales". Agregando en una célebre entrevista del Fi-

<sup>3</sup> Hadrian fue anunciado en 2011 como el descubrimiento estadounidense más importante en la década, con reservas de 700 millones de barriles de crudo equivalente, BPCE, solo inferiores a las de "Thunder Horse", que, en su arranque, tuvo un mil millones de barriles como reserva, también de BPCE.

<sup>4</sup> Tiber fue anunciado en 2009 por el New York Times, "como un nuevo campo gigante, contribución a la estabilización de la producción estadounidense, después de casi dos décadas de declinación", Clifford Krauss, "BP Finds Giant Oil Fields Deep in Gulf of Mexico" ([http://www.nytimes.com/2009/09/03/business/global/03oil.html?\\_r=0](http://www.nytimes.com/2009/09/03/business/global/03oil.html?_r=0))

<sup>5</sup> Los datos en Oil and Gas Journal (<http://www.ogj.com/articles/2009/09/bp-stiber-one-of.html>).

nancial Times que: “es poco probable que el campo se encuentre en operación antes de la segunda mitad de próxima década”. Todo lo anterior significa que no puede adelantarse ninguna cifra ni fecha, con cierta solidez, sobre su potencial y su inicio de producción, por lo que, repetimos, no lo incorporamos a los pozos de correlación para nuestra analogía.<sup>6</sup>

En conclusión, usando como pozos de correlación solo los campos estadounidenses del Cinturón Plegado Perdido, en Alaminos, lo que el gobierno de México podría esperar, es alrededor de 100 mil barriles diarios. En otro escenario más optimista, asumiendo que podrían encontrarse hidrocarburos también del lado mexicano a lo largo de los 500 kilómetros de las áreas fronterizas donde las petroleras han realizado exploración, el gobierno podría contar con 350 mil barriles diarios de aceite.

El repaso ha demostrado que las petroleras han desplegado una intensa actividad, entre 2010 y 2015; que cada año ha iniciado operaciones un nuevo campo: Ross Hopper, que preside la reguladora de aquel país, anticipa que la reforma petrolera de México es un gran estímulo para continuar la exploración. Un reportaje reciente concluye que los éxitos en EEUU son “una buena noticia para la exploración de México y para los posibles proyectos conjuntos con los EE.UU., al sur de la frontera marítima e ilustran la suma de sinergias que van a desatarse en esa área fronteriza”.<sup>7</sup>

Todo el proceso reseñado forma parte de una tendencia que vemos reforzada con el reciente triunfo electoral de los republicanos, los cuales están por anunciar el levantamiento de la moratoria de perforaciones en la costa del Atlántico y en lo que queda pendiente al este del Golfo de México, más próximo a la península de Florida. La actividad coincide con el ascenso de la producción en lutas, la creciente importación de petróleo canadiense y la aprobación del oleoducto Keystone que la vigorizará. En conjunto es la integración de un nuevo bloque energético en América del Norte, al que México se está sumando.

*Pemex: una década en aguas profundas.*

Pemex asegura que ya exploró el 75% de las áreas prioritarias del Golfo de México profundo. Comenta en un balance de la inversión realizada y de sus logros:

<sup>6</sup> Ed Crooks, “BP discovers “giant” US oil field”, Financial Times (<http://www.ft.com>).

<sup>7</sup> Anne Leonard, “Offshore drilling in the Gulf of Mexico: US and Pemex Activity”, feb. 3, 2015 (<http://info.drillinginfo.com/offshore-drilling-gulfo-of-mexico/>).

*La exploración en la parte mexicana del Golfo de México Profundo se inició a principios de los noventa, sin embargo, fue hasta 2002 cuando se llevó a cabo de manera sistemática la evaluación del potencial petrolero [...] del año 2000 a 2011, Pemex Exploración y Producción (PEP) destinó aproximadamente 50 mil millones de pesos a esa zona, principalmente para la perforación de pozos y la adquisición de información sísmica, así ... se ha logrado una cobertura del 75 por ciento de las áreas prioritarias del Golfo de México profundo. (Pemex, 2012).*

El 75% de la exportación de las áreas prioritarias, la realizó contratando a las mismas empresas que operan al otro lado de la frontera, pero al parecer existen diferencias geológicas, pues de seis pozos anunciados como descubrimientos, solo dos han resultado con reservas llamadas “posibles”: Trión-2, con 250-400 millones de barriles y Supremus, aún menores, entre 125-150, también millones de barriles.<sup>8</sup>

Otros dos pozos importantes son “Maximino-1” y “Maximino 2 DL”, sobre los que se informará en este 2015, pero no se esperan resultados espectaculares sobre su magnitud.

Aún en el caso de que los reportes informen de reservas 3P (posibles), tenemos que recordar las observaciones que hacen ver la necesidad de estudios y pruebas para confirmar los estimados en etapas tempranas. En el caso de “Jack”, descubierto en 2004, y que inició explotación en la navidad del año pasado de 2014, el desarrollo de los trabajos fue mostrando problemas de formaciones poco consolidadas, obstrucción del flujo por arenamientos, *condiciones similares se presentaron en el mexicano Trión-1*, pozo que fue suspendido sin concluir las pruebas de producción en 2012.<sup>9</sup>

Si el panorama actual no se modifica con nuevos yacimientos descubiertos por las empresas extranjeras, tal vez el gobierno tendrá que resignarse con la construcción de unos pocos kilómetros de tubería para conducir unas decenas de barriles al complejo operado por Shell en Great White, los que serían refinados en Houston. No hay por ahora condiciones para suponer un complejo petrolero frente a las costas de Tamaulipas.

<sup>8</sup> Se define un campo como “gigante” cuando contiene 500 millones de barriles, lo que no es el caso; además se trata de reservas “posibles”, con baja probabilidad de ser recuperadas, estas incertidumbres son destacadas en un estudio de los académicos del Oxford Institute to Energy Studies (Sen y Upadhyaya, 2014).

<sup>9</sup> En la industria petrolera internacional es usual que se reporten algunos estimados apoyados en mediciones de los espesores de la formación productora, en el caso de Trión-1, sólo se exhibieron pequeños frascos con muestras de aceite del pozo.



FABIO BARBOSA CANO

---

Pemex ha logrado también descubrir pozos de ultra pesados frente al litoral de Campeche, como Nab y Tamil. Sin embrago, no hay en el mundo, por ahora, tecnología para extraer aceites de menos de 10 grados API, *a la profundidad de esos yacimientos*.

Finalmente una tercera zona en las aguas profundas de este país, la forman los pozos de gas frente a las costas del Sur de Veracruz, entre los más importantes y en los que se ha avanzado su desarrollo están los “Lacach”, “Kunah” y “Piklis”. La SENER se propone explotar los dos últimos en el esquema de asociaciones (farmout).

## II. Lutitas

En los Estados Unidos las lutitas se han explotado desde comienzos del siglo XIX. El gobierno de Dakota del Norte ha publicado sin interrupción las estadísticas de producción de lutitas desde 1950; si esas explotaciones no alcanzaron escala industrial y se generalizaron, fue por los elevados costos de explotación.

La empresa de George Mitchel pasó una década en la cuenca Barnett, al norte de Texas, considerada la cuna de la revolución del shale gas, no para descubrir las lutitas, sino en búsqueda de su producción comercial. Para 2003-2004, cuando los “ominosos progresos” del fracking y la tecnología de pozos horizontales estaban a punto, aún faltaba otro elemento indispensable: precios más elevados del gas. En esta etapa de desarrollo de los hidrocarburos, es una ironía que en 2005 el huracán Katrina, que devastó los campos de gas de la costa del Golfo, provocando escasez y disparando los precios arriba de 10 dólares, cuatro veces más altos que los vigentes al comenzar 2015, fuera el elemento que contribuyó a detonar la revolución del shale gas/oil.

Con el disparo en Barnett, decenas de empresas se volcaron hacia la nueva rama de la industria y en solo dos años la prodigiosa geología de ese país mostró *cuarenta áreas productoras*. Las hemos visto ilustradas en miles de mapas, pero la producción de la mayoría de ellas resultó muy pequeña (Hughes, 2013) y *el 90% de la extracción del gas se concentra en seis áreas* y la de aceite en tres. La experiencia reveló que no todas las lutitas son rentables; que solo lo son aquellas donde se presentan los llamados sweet spots, o sea, las áreas óptimas con una combinación de cualidades difíciles de hallar en los Estados Unidos, y de las cuales, *en México aún no se ha encontrado una sola*.

En los sweet spots la producción inicial de los pozos es muy elevada. En Haynesville, una cuenca ubicada entre Louisiana y Texas, alcanzó 30 millones de



pies cúbicos diarios, diez veces más que el promedio de los pozos con gas de lutitas en México.<sup>10</sup> En Eagle Ford, aceitera, cruzando el río Bravo, según informes de la principal operadora Enron Oil and Gas, la producción inicial es diez veces más alta que la del *único pozo aceitero en lutitas descubierto en México, el Anhérido*.

Iniciamos con las cifras de producción inicial porque es el primer dato para calificar *la calidad* del terreno donde se arriesga la inversión. El segundo parámetro es la tasa de declinación, la conducta del pozo es explosiva, el “fracking” libera grandes volúmenes de gas atrapados en la roca imposibles de controlar, pero inmediatamente se inicia un descenso precipitado. Algunos pozos *pueden perder 90 % de su producción en un año*, por lo que para mantener la plataforma de extracción se requiere de reemplazar los pozos en la medida que pierden el flujo de hidrocarburos.

La perforación masiva exige grandes volúmenes de capital, por ello se hizo imprescindible la articulación con la banca de inversión. Goldman Sachs, Barclays, Jefferies & Company, buscaron el financiamiento de miles de pozos. Sólo para el desarrollo de una cuenca como Haynesville, fue requerida una suma igual al presupuesto anual de todo Pemex.

La evaluación del potencial solo puede formularse *cuando el desarrollo ha comenzado* y se revelan los parámetros fundamentales como la producción inicial y ritmo de la caída; de aquí resulta que solo unas pocas empresas han obtenido beneficios. Como decía el Gerente de la francesa Total: en el mejor de los casos, las lutitas son un negocio con una rentabilidad “delgada”, que camina al filo de la navaja.

En los Estados Unidos se revela un patrón en el desarrollo de los esquistos, como también se les llama: en el momento que se descubre un “sweet spot”, se detona un crecimiento explosivo. Así ocurrió en 2004 en la principal cuenca de gas llamada Marcellus, donde el pozo Renz #1, en Pennsylvania, apenas demostró alto rendimiento, inició el desarrollo de la cuenca. El mismo modelo se observó en Eagle Ford, donde en una fecha tardía, en 2008, cuando la fiebre en otros estados llevaba varios años, el pozo “Hawkville” perforado por Petrohawk Energy detonó el auge, y un año más tarde ya habían cientos de pozos. Lo mismo ocurrió en la cuenca Niobrara, en las Rocallosas, apenas en 2010, cuando el pozo “Jake” perforado en el condado de Weld, cerca de la frontera con Wyoming, reveló un buen potencial, estalló la nueva fiebre del oro negro.

<sup>10</sup> La producción inicial en esta cuenca: 28.2 millones de pies cúbicos diarios (pcd) fueron calificadas como “prodigiosas” por Oil An Gas Journal, una de las principales publicaciones petroleras internacionales en sus números del 9 de diciembre de 2008 y 9 de marzo de 2009. En México el máximo logrado ha sido casi 11 millones de pcd, en el pozo Tangram, en el municipio de China, muy cercano a Monterrey, NL. El promedio en México es de 3 millones de pies cúbicos diarios por pozo.

### *La Geología Mexicana: cinco años, 25 pozos, ningún Sweet Spot*

Pemex inició su incursión con retraso en la formación Eagle Ford, en su parte mexicana, pero los pozos han mostrado que las áreas óptimas se ubican más al norte, cerca de San Antonio, Texas, lo cual se concluye después de examinar el caso de Royal Dutch Shell que adquirió terrenos prospectivos cerca de la frontera con Coahuila y después de unos años vendió sus bloques en el llamado “Harrison Ranch” en el Condado de Webb (Barbosa, 2014).

SENER ha seleccionado para la Ronda Uno áreas contractuales en las formaciones llamadas “Pimienta” y “Agua Nueva” en la cuenca Tampico Misantla, en municipios del Norte de Veracruz y una verdadera sorpresa es que pretende licitar áreas contractuales para iniciar exploración en el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental. El conjunto de estas tres áreas comprende el 40% de los bloques de exploración de la Ronda Uno. No existen pozos perforados en la Sierra Madre Oriental, eso significa que sería *la primera campaña exploratoria en la historia geológica regional*, es decir, todo está por hacerse. Cuando las petroleras invirtieron en Estados Unidos, ya contaban con abundante información previa sobre todas sus cuencas sedimentarias, por ejemplo, su madurez térmica; en México hasta para acceder a los municipios donde se ubican los terrenos prospectivos que propone SENER, hacen falta caminos y puentes y desde luego instalaciones de proceso y transporte. Si esas cuencas llegaran a interesar al capital privado, al grado de desafiar los problemas sociales que se agudizarán, sería *solo si en ellas se descubriera un sweet spot que ofrezca producción aceitera*.<sup>11</sup>

### **III. La Ronda Uno en aguas someras**

La primera y segunda convocatorias de la Ronda Uno, ofrecen para exploración y para explotación, áreas contractuales en el Litoral de Tabasco, una de las más importantes provincias petroleras del país.

<sup>11</sup> Aunque en los Estados Unidos se han presentado algunas protestas creemos que han sido débiles y limitadas a algunos estados, en ese país parece darse otro factor que ha facilitado el desarrollo de las lutas, al parecer también único en el mundo: la legislación sobre la propiedad de la tierra que incluye al subsuelo, al obtener regalías sobre la producción, los granjeros y pequeños propietarios “suben al barco”, como dice el geólogo Arthur Berman, en contraste con otros países donde los campesinos y comunidades indígenas resisten, lo que parecen percibir como despojo.

¿Qué esperan las empresas que acepten participar en la licitación?, la respuesta es que también por analogías, de manera similar a las que en este texto hemos presentado; las petroleras esperan volúmenes iguales a los que Pemex ha descubierto en áreas y pozos adyacentes o cercanos como Tsimin, Xux, Kab y el bloque Kimbe; desde luego, también esperan crudos de la misma calidad en yacimientos que presentan los desafíos tecnológicos que caracterizan a Litoral Tabasco.

La experiencia de Pemex ha revelado que es un área difícil, en algunos pozos de los campos Bolontikú y May la perforación se prolongó *más de un año*, las masas de sal obligaron a profundizar 8 mil, y en algunos casos, hasta 9 mil metros; Litoral Tabasco es una zona de altas presiones y altas temperaturas, por lo anterior aunque esperamos que las licitaciones de exploración tendrán muchos interesados y elevadas probabilidades de descubrimientos importantes, también concluimos que aun cuando logren pozos descubridores, es poco probable que arranquen producción en este mismo sexenio.

En relación a los contratos de explotación que comprenden nueve campos, algunos tan atractivos como Ichalkil, en pleno Pilar de Akal, en un tirante de 32 metros de agua y crudos de 33 grados API y, adicionalmente, con infraestructura de almacenamiento y transporte, que se están quedando ociosas por el agotamiento de los viejos campos, las empresas privadas podrán obtener producción en uno o dos años.<sup>12</sup>

#### IV. La Cuenca Salina en tierra y el Golfo de México

La salina es un área en la que se esperan descubrimientos, porque la intensa exploración que realizó Pemex en la última década, posiblemente, tuvo su resultado más importante en la mejora del conocimiento de esa cuenca.

En el pasado se creía confinada al Istmo de Tehuantepec, pero *prácticamente todos los recientes descubrimientos en la Región Sur*, fueron mostrando que se extiende hacia Nacajuca y Centla municipios al Este tabasqueño e incluso hacía el estado de Chiapas, como *lo confirmó el campo Teotleco*.

<sup>12</sup> Los campos de Litoral Tabasco son distintos a los de las Regiones Marinas Noreste y Suroeste, los más importantes están clasificados como "importantes" (más de 100 millones de barriles como reserva probada, 1P), pero ninguno es gigante; Tsimin el mayor de todos los descubiertos tiene 180 millones de barriles 1P. Así, *en el escenario más optimista*, sería una hazaña si las empresas privadas logran un incremento de 80-100 mil barriles diarios, en un sexenio.

Las nuevas herramientas de exploración sísmica nos están permitiendo conocer ese nuevo sector del subsuelo de nuestro país; mi recuento de los pozos, seguramente incompleto y necesitado de actualización, arroja como resultado *alrededor de ciento cincuenta pozos perforados por Pemex*, en tierra, aguas someras y en aguas profundas, tanto de exploración como de desarrollo.

En el pasado los pozos se detenían en la cima de la sal. En los noventa las nuevas tecnologías de perforación y de sísmica *abrieron un nuevo horizonte*: ahora puede “reentrarse” hasta en los viejos pozos y perforarse a mayores profundidades en busca de nuevas acumulaciones, por ejemplo, en Cinco Presidentes, Tonalá o Magallanes.<sup>13</sup>

La nueva Ley de Hidrocarburos reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto; 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto de la Constitución, define las áreas de asignación como “la superficie y *profundidad* determinadas por la SENNER, el lenguaje jurídico que requiere precisión, aunque redunde, continúa: “así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie, para dicha *profundidad*, en las que se realiza la exploración y producción a través de una asignación” (Rodríguez Dávalos, 2014).

En el curso de nuestro trabajo tuvimos oportunidad de entrevistar al entonces Coordinador de Exploración Pablo Cruz Helú, quien presentó el primer proyecto sub sal con el nombre de “Cuichapa Profundo” (Cruz Helú y Meneeses, 1998), pocos años más tarde se obtuvieron éxitos notables: El campo “Sen” en Delta del Grijalva, en 2004 había caído a 13 mil barriles diarios y con los nuevos pozos en el sub sal, la producción se elevó a 54 mil barriles diarios. Nótese los “tiempos petroleros” para contrastarlos con la impaciencia de nuestros políticos. Subrayamos también los modestos volúmenes de producción. *Habrá petróleo nuevo*, pero debemos evitar las ilusiones, como si estuviéramos en la época de López Portillo.

Desde luego es temprano para aventurar alguna cifra. La propia CNH todavía no ha podido formular una evaluación de las reservas y potencial del sub sal mexicano.

<sup>13</sup> Esta hipótesis ha comenzado a confirmarse, por ejemplo, el único descubrimiento en el año pasado de 2014, según nuestros bancos de datos, apoyados en el trabajo del Observatorio Petrolero del Sureste que dirige la Maestra Esther Solano fue en el viejo campo Santuario, actualmente *operado* por la empresa “Petrofac”, de la India, aunque con oficinas en Londres, este contrato originalmente firmado en 2011 como de “Servicios para la evaluación, desarrollo y producción en las áreas de Magallanes, Carrizo y Santuario” migrará a la nueva forma de “producción compartida” establecida por la reforma energética que examinamos en este trabajo.

## V. El segmento de crudos pesados y ultrapesados

Como resultado de la inversión realizada y los descubrimientos de la década pasada, este país cuenta con un nuevo paquete de campos pesados y ultra pesados; los más importantes son Ayatsil y Tekel, cuyo desarrollo ha comenzado con dos plataformas, la última apenas arribó en enero de 2015,<sup>14</sup> a ellos la SENER ha sumado a “Utsil”, para licitarlos en contratos de asociación (farmouts).

Dados los avances ya logrados por Pemex, es posible esperar importantes volúmenes de *petróleo nuevo*, incluso este mismo sexenio; sólo el complejo Ayatsil-Tekel, en el pico podría agregar casi otros 140 mil barriles diarios; agreguemos por último que con ellos, por primera vez en su historia, en este país se explotan hidrocarburos en tirantes de agua mayores de 100 metros.

Es pertinente aclarar los dilemas que enfrentan países como el nuestro, donde criterios técnicos son desechados por presiones de políticos impacientes por incrementar ingresos fiscales. La producción de los pesados depende de los diseños de explotación, simplemente mezclarlos con ligeros es una solución para comercializarlos, haciéndolos aceptables para el mercado; pero, en una explotación apegada a criterios científicos, lo importante es lograr la máxima recuperación, evitar que una parte grande de los hidrocarburos se queden en subsuelo, lo anterior se llama *eleva el factor de recuperación* y exige perforar muchos pozos para un barrido más eficiente; diseñar algunos horizontales y otras técnicas, como inyección de agua y alguna forma de calentamiento in situ.<sup>15</sup>

En la explotación de extra pesados el estado del arte lo representa Peregrino, campo de Brasil explotado por Statoil. Fue descubierto desde 1994 y los primeros diseños para su explotación ofrecían un factor de recuperación del 9%. Años más tarde fue aprobado un plan de desarrollo que permitió elevarlo a casi 20%; finalmente Peregrino inició operaciones hasta abril de 2011.<sup>16</sup> Las organizaciones académicas, empresariales y de la misma sociedad tienen que apoyar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), para que pueda imponerse para lograr un factor de recuperación por lo menos cercano al de Peregrino.

<sup>14</sup> “McDermott vessels to install second Ayatsil platform”, Offshore, (<http://www.offshore-mag.com/articles/2015/01/mcdermott-vessels-to-install-second-ayatsil-platform-offshore-mexico.html>).

<sup>15</sup> Debo esta idea al ingeniero mexicano Omar Romero Mata, estudiante del doctorado en ingeniería petrolera en Noruega.

<sup>16</sup> [http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2011/Pages/06Apr\\_Peregrino.aspx](http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2011/Pages/06Apr_Peregrino.aspx)

---

FABIO BARBOSA CANO

---

## VI. Chicontepec

Esta franja de unos 100 kilómetros de largo y 20 de ancho entre Puebla y Veracruz, ha sido objeto durante años, de intensos debates *cuestionando las elevadas inversiones y sus pobres rendimientos*, pero en 2013 Pemex aseguró que había concluido experimentos utilizando las técnicas no convencionales de perforación horizontal y fracturamiento múltiple (Pemex, 2012); se trataba de una selección de los mejores pozos en seis campos y mostraba que por lo menos en algunos, podrían obtenerse altas producciones iniciales, mantener niveles elevados de extracción y tasas de retorno muy aceptables, en suma, “buenas ganancias”.

Los campos del experimento fueron Presidente Alemán, Remolino, Coyotes, Corralillo, Escobal, y Tajín. Las producciones iniciales, en algunos casos alcanzaron cifras superiores a los 3 mil barriles y la mayoría arriba de 1,000 barriles por día.<sup>17</sup> Los costos por pozo reportados oscilan, en dólares corrientes, entre 15.4 millones, en Escobal (campo situado en la Sierra Madre) y 3.5 millones, en Remolino, ubicado en la planicie costera, en Tihuatlán, cerca de Poza Rica. Puede leerse un análisis más amplio en Garaicochea, 2013.

La pregunta sobre si esos resultados podrán extenderse las responderá el capital privado, pero nosotros, a pesar de las dudas de SENER, incluimos a esta área entre las “significativas oportunidades”, para elevar los volúmenes de la producción mexicana en el medio plazo, porque es petróleo difícil, de alto costo.

## VII. La rehabilitación de campos maduros

Finalizaremos con las posibilidades de rehabilitación de campos maduros en tierra, un renglón donde tanto Pemex, como algunas empresas privadas mexicanas, han acumulado amplia experiencia. Acaso la más importante entre estas últimas fue la asociación entre la mexicana Diavaz y la china Sinopec. Recientemente se ha constituido otra asociación entre Diavaz y la canadiense Can Elson, uno de sus éxitos es la reactivación del campo Ébano, descubierto en 1901, cerrado por años, donde han logrado, con nuevas tecnología de pozos horizontales, 70 barriles diarios de aceite muy pesado.

<sup>17</sup> En un trabajo periodístico realizado en 1966, nosotros reportamos 800 barriles diarios en los primeros pozos horizontales en Agua Fría, véase *Petróleo y Electricidad*, julio 1997.



Desde luego las expectativas son modestas, se aspira a obtener alrededor de 40,000 barriles al día como nueva producción. Es cierto que no modificará el panorama general de la declinación del sector petrolero de este país, pero en conjunto este segmento puede ser una gran oportunidad de desarrollo de decenas de empresas mexicanas que podrían operar no solo los viejos campos rehabilitados o reabiertos, total o parcialmente, sino especialmente encargarse de proveeduría de bienes y servicios, desde luego serán necesarios cambios en el diseño de los contratos, de tal manera que permitan sobrevivir a nuestros connacionales.

### *La emergencia actual*

En 2004 la producción de Cantarell empezó a descender, poco antes, Pemex inició nuevos proyectos para desarrollar nuevas áreas; durante toda la década siguiente la inversión se duplicó. El complejo Ku Zaap Maloob, KZM, pasó de 200 a 860 mil barriles diarios, surgieron nuevas cuencas y se modificó la geografía petrolera. A pesar de éxitos notables no logró revertirse la declinación y al comenzar 2015 la producción de KZM también comenzó a desplomarse.

No coincidimos con quienes explican la situación por insuficiencias de la tecnología. Las recientes innovaciones tecnológicas están concentradas en un puñado de empresas proveedoras, sobre todo de los principales equipos y herramientas de hardware y software. Ese grupo de empresas ha realizado todo el trabajo especializado en la modalidad de contratos de servicios trabajando para Pemex en los últimos años; ahora continuarán trabajando para las petroleras privadas; algunas incluso ya transitaron a la nueva condición de operadoras, en las licitaciones del presidente Calderón, antecedentes de las actuales. Lo que puede cambiar con la reforma es la intensificación de la actividad. Gracias al nivel que esta alcanzó durante los dos sexenios anteriores, se descubrió un nuevo campo cada mes y se incorporaron a la producción cien nuevos campos: en 2001 Pemex tenía 301 campos en producción, al finalizar 2010, la cifra se había elevado a 405 (Barbosa, 2012). Otros indicadores del esfuerzo realizado es el número de equipos de perforación en actividad, que creció, en algunos años, hasta tres veces, otro muy interesante, de carácter cualitativo, es la mejoría de la tasa de éxitos (la relación entre número de pozos de exploración sobre pozos descubridores), que se elevó del 31% en 2001 al 38% en el periodo que se comenta (Barbosa, 2012).

¿Por qué entonces no se elevaron las reservas ni la producción? Porque no se han descubierto otros gigantes similares a los que ahora se encuentran en etapa terminal, por ello concluimos que la caída no es un problema de tecnología o inversión.



Es irónico que, coincidiendo con la aprobación del proceso legislativo de la reforma energética, comenzó la caída de KZM, que ya mencionamos y también la de otros proyectos como Crudo Ligero Marino y el Delta del Grijalva. Entre distintas posibilidades de presentar la nueva situación, quizá la más clara, la presenta el cuadro que a continuación, muestra que *a partir de 2014, la producción empezó a descender tanto en los campos marinos, como en los terrestres*. Tratándose de promedios indica que aunque algunos pocos presentan pendiente positiva no alcanzan a compensar la caída generalizada.

No hay duda de la tendencia que hoy predomina, pero es necesario caracterizar con prudencia y exactitud. Los yacimientos de petróleo no son como los depósitos de agua en un tinaco, que pueden agotarse abruptamente, su comportamiento, después del pico adopta la forma de una curva que con el tiempo deviene asintótica, pero aún no llegamos a esa fase. La producción de los viejos campos petroleros de México aun en decadencia, es muy elevada, y la renta petrolera continua siendo cuantiosa; “la fiesta está terminando” pero los campos de México, en conjunto, todavía producen más que los de cualquier país de América Latina, incluido Brasil. Están de caída pero dos o tres proyectos de México, producen igual que toda la BP en los EE.UU.

El sector exploración y producción de nuestra industria petrolera ha sido, y ahora lo será en mayor medida, un gran mercado de bienes y servicios petroleros; asimismo, es fuente de trabajo para más de medio millón de trabajadores, considerando fabricación de tubería, plataformas y servicios y, en las aulas de unas veinte escuelas petroleras de este país, estudian unos 10-12 mil jóvenes; esperamos que no desatiendan las nuevas especialidades que esta nueva etapa de la industria requiere.

## VIII. Reflexiones finales y propuestas

La caída no es sinónimo de agotamiento total, proyectos como Tsimin-Xux, con 200 mil barriles, en el pico, suavizarán la caída de Litoral Tabasco; el complejo Ayatsil-Tekel contribuirá con otros 140 mil barriles, a compensar parte de las pérdidas de Ku Zaap-Maloob; la nueva legislación permitirá alguna recuperación en Chicontepec, otro poco en el Norte de Veracruz y un moderado crecimiento de la producción aceitera en San Luis Potosí y, en el supuesto de que se logre una caída controlada, en KZM, es decir que se logre evitar que sufra, como Cantarell, una ruptura de los equilibrios que provoque irrupción de agua a los pozos y obligue a un cierre numeroso de ellos, el gobierno po-

**Comportamiento de la Producción Petrolera Mexicana en 2014**  
(miles de barriles diarios)

Entidad	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic
<b>Producción nacional</b>	2,506	2,501	2,469	2,477	2,489	2,435	2,388	2,415	2,390	2,369	2,363	2,353
<b>Campos marinos</b>	1,898	1,896	1,871	1,881	1,887	1,843	1,825	1,852	1,838	1,845	1,847	1,842
<b>Tabasco</b>	400	399	393	394	400	392	379	375	368	342	341	335
<b>Veracruz</b>	115	114	114	114	115	113	107	110	108	107	107	106
<b>Chiapas</b>	50	49	50	49	49	48	47	47	46	39	40	43
<b>Tamaulipas</b>	22	22	22	21	21	21	11	11	11	11	11	11
<b>Puebla</b>	21	20	18	17	16	17	18	18	17	17	16	16
<b>San Luis Potosi</b>	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3

Fuente: SENER. Sistema de Información Energética.

drá contar con pequeños volúmenes para exportación en los primeros años de la siguiente década, 2020-2030:

El petróleo *nuevo* de los cientos de pequeños campos que empiezan a conformar el perfil de la producción petrolera de México, no permite construir un escenario de tres millones 200 mil barriles, que tuvimos hace más de diez años. No es realista plantear la reforma petrolera reeditando las ilusiones del sexenio de López Portillo. Al contrario, las elevadas tasas de declinación de los principales proyectos pueden enfrentarnos, en el peor escenario, a dificultades de oferta de ligeros y dulces para nuestro aparato de refinación.

Desde luego el papel que han jugado las exportaciones petroleras como principal soporte de los ingresos fiscales se debilitará gradual, pero constantemente en esta nueva etapa.

Naturalmente aún disminuyendo los recursos petroleros en el subsuelo podrían volver a jugar un rol, apoyando a la industria y la economía nacionales, si los organismos de la pequeña y mediana industria luchan para hacer cumplir e incluso ampliar los requerimientos de contenido nacional en los contratos petroleros, especialmente considerando que un segmento muy importante del nuevo petróleo en el futuro, será aportado por rehabilitación y reentrada a campos maduros, en operaciones y tareas que no requieren cuantiosas inversiones similares a las de grandes proyectos.

Finalmente en esta y en todas las oportunidades es pertinente hacer mención a la actual situación del país, cargada de presagios sobre choques provocados por la política extractivista y las comunidades indígenas, agrícolas y ganaderas. Es necesario que quienes estudiamos los temas de la energía, advirtamos sobre esta realidad que solo podría modificarse moderando los ritmos y buscando nuevos criterios de participación de la comunidad en los proyectos petroleros, especialmente los que implican el fracking; no debemos contribuir a aumentar la conflictividad, sino profundizar el examen colectivo sobre la nueva situación de los hidrocarburos en México y sobre nuevas políticas para asegurar una transición ordenada hacia la etapa de restricciones financieras y de oferta de hidrocarburos en que este país empieza a incursionar.

## IX. Bibliografía

- Amrita Sen and Shweta Upadhyaya (2014), *Awaiting the Mexican Wave: Challenges to energy reforms and raising oil output*, Oxford Institute to Energy Studies.
- Barbosa Fabio, *Retos en la exploración y producción de petróleo crudo en el sexenio 2012-2018*, México, Instituto de Investigaciones Económicas de la UNAM, 2012. Disponible en: <http://ru.iiiec.unam.mx/1886/1/RETOS.pdf>.
- \_\_\_\_\_, *La revolución de las lutitas en Estados Unidos y sus impactos en México* (2014) inédito.
- Cruz Helú Pablo y Javier Meneses Rocha (1998), "Pemex plots ambitious E&D spending increase", *American Association of Petroleum Geologist, Annual Convention*, Salt Lake City, 17-20 may, *Oil And Gas Journal*, 15 june.
- Escalera Alcocer José Antonio (2010), *Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México*", *Disertación de ingreso a la Academia de Ingeniería de México, A.C.*, México, DF., septiembre ([www.academiadeingenieriademexico.mx/index.php](http://www.academiadeingenieriademexico.mx/index.php)?)
- Garaicochea Francisco (2013), "El nuevo Chicontepec", *Contralínea* (<http://contralinea.info/archivo-revista/index.php/2013/05/19/el-nuevo-chicontepec/>)
- Hughes, David (2013), *Drill baby drill. Can unconventional fuels usher in a new era of energyabundance?*, Sta. Rosa California, Ed Post Carbon Institute.
- Pemex, *Anuario Estadístico*, 2011 ([www.pemex.com](http://www.pemex.com))
- \_\_\_\_\_, Pemex, *Boletín número 19*, 7 de marzo de 2012 (<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news&sectionid=8catid=40&contentid=26229>).
- Rodríguez Dávalos, Jesús, compilación (2014), *Reforma Energética. Legislación aplicable*, México; Miguel Ángel Porrúa.
- Secretaría de Energía, *Presentación de las Rondas Cero y Uno de la Reforma Energética* ([http://energia.gob.mx/websener/rondauno/\\_doc/Ficha\\_tecnica\\_R1.pdf](http://energia.gob.mx/websener/rondauno/_doc/Ficha_tecnica_R1.pdf))
- Valladares, Rafael, et al., "Caracterización petrofísica inicial del yacimiento productor de aceite ligero en el pozo Ichalkil-1" (Colección de materiales relativos a la Ronda Uno en aguas someras), *Archivo IIec-UNAM*.