

# Situación actual de Pemex en las aguas profundas del Golfo de México

Fabio Barbosa

Instituto de Investigaciones  
Económicas, Universidad Nacional  
Autónoma de México.  
<barbosa@servidor.unam.mx>

Un tema sobre el que la información ha sido escasa, no obstante el cúmulo de textos producido en el actual debate sobre la reforma energética, es el de las actividades realizadas por Petroleos Mexicanos (Pemex) en el segmento mexicano de las aguas profundas en el Golfo de México. Poco se conoce sobre las evaluaciones que nuestra empresa ha realizado sobre las reservas que ya han sido descubiertas en campos de más de 500 metros de profundidad; tampoco hay la necesaria información sobre las inversiones ya efectuadas o comprometidas para este, y aún el siguiente sexenio; o sobre el vasto programa de exploraciones asegurado con la contratación de equipos que le permiten perforar de este 2008 hasta 2015 sin interrupciones, y, quizá más sorprendente, sobre los dispositivos para iniciar la explotación de los primeros campos profundos en este mismo sexenio. Considerando lo anterior, este artículo intentará principalmente describir los aspectos de lo que parece ser una marcha inexorable hacia el golfo profundo.

Adicionalmente dedicaremos algunas líneas a las ambigüedades en la definición de las aguas profundas; a una breve reseña de algunos antecedentes de las actividades de Pemex en ese segmento, que, como veremos arrancan de los años noventa. Completaremos nuestro recuento con el examen de las perforaciones petroleras en áreas contiguas a la frontera México-Estados Unidos, en el Golfo de México, asunto relacionado con el problema de los yacimientos y estructuras transfronterizas en el Cinturón Plegado Perdido para concluir este artículo con algunas propuestas.

## Definición de aguas profundas

No existe una convención internacional para definir las aguas profundas. El gobierno de Estados Unidos —el país en el que se inició esa rama de la industria petrolera—, las considera aquellas en más de 1000 pies, es decir, alrededor de 300 metros,<sup>1</sup> y, en ese mismo país algunas publicaciones petroleras especializadas denominan profundas a las de más de 500 metros y ultra profundas a las de más de mil 500 metros de tirante de agua.<sup>2</sup> Brasil que

1. "The deepwater is depths of 1 000 ft or greater" Minerals Management Service (MMS), "Deepwater Gulf of Mexico: America's Expanding Frontier" (<http://www.gomr.mms.gov>).

2. Véase *Offshore* y *Offshore Engineer*, ésta última publica un reporte mensual siguiendo los cambios en la situación mundial, clasificando como aguas someras, las de menos de 500 metros; profundas, las ubicadas entre 500-1500 metros y ultra profundas las de más de 1 500 m. (véase la sección "Quick stats guide", *Offshore Engineer* diversos números).

es un país pionero en esas actividades, no ha propuesto alguna definición y fue avanzando en la exploración marítima, perforando sus primeros campos en más de 500 metros desde 1985. En Noruega y en Reino Unido, llaman profundos a los campos de 400 metros, en el momento actual, en el Mar del Norte, sólo existen cuatro campos en más de 500 metros, tres de los cuales permanecen vírgenes.<sup>3</sup> Pemex se alineó durante varias décadas con la definición de Estados Unidos, pero en el sexenio del presidente Fox se empezó a denominar profundas sólo a las perforaciones en más de 500 metros. Desde el enfoque de la investigación académica lo importante es detectar los cambios tecnológicos, su importancia en la producción, la participación de las instituciones nacionales de investigación en los progresos tecnológicos, es decir, el interés debe concentrarse en seguir el curso de las perforaciones, a medida que se van superando las profundidades tradicionales, como veremos en otro inciso. En este texto se adopta la nueva definición de Pemex, así, sólo estudiaremos las perforaciones de más de 500 metros.

### **Situación actual de Pemex: 2.4 billones de pies cúbicos de gas descubiertos en aguas profundas**

La información sobre los pozos de más de 500 metros perforados por Pemex se ha publicado en muy diversos lugares y en diversas fechas, también se ha difundido la información oficial sobre la evaluación preliminar de los volúmenes de hidrocarburos descubiertos. Pero, como expresión de las distorsiones en el actual debate sobre la reforma energética, esas mismas cifras oficiales, en ocasiones, se han acompañado de afirmaciones contradictorias, lo que en el contexto de una verdadera campaña mediática sobre el inminente agotamiento de las reservas probadas ha creado confusión.<sup>4</sup> Esa es la razón de que las cifras que a continuación citaremos sean las que Pemex difundió en la Offshore Technology Conference (OTC), celebrada en Houston el pasado mayo de 2008. El cuadro uno concentra la información de seis pozos, su profundidad de agua, la profundidad perforada una vez que el equipo fue asentado en el lecho marino e inició la perforación en las capas del subsuelo y sus resultados. Estos últimos se muestran en dos columnas: los volúmenes obtenidos en las pruebas de producción y, especialmente importante, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos, que, como se puede ver son mayormente gas natural, cuya suma asciende a 2.4 billones de pies cúbicos, como reserva total, resultado de la suma de las reservas totales de Lakach, Noxal y Lalail (recordamos que 2.4 billones, son 2.4 millones de millones), más 32.6 millones

3. Véase nuestro capítulo: "Descubrimientos y explotaciones petroleras en aguas profundas en el mundo"; en José Alfonso Suárez del Real y Aguilera (coordinador), *Defensa de los recursos energéticos*, México, Ed de la Cámara de Diputados. LX Legislatura y Grupo Parlamentario del PRD, 2008, pp. 105-118.

4. Entre muchos ejemplos puede verse el famoso "Diagnóstico", publicado por la Secretaría de Energía, Sener, el 1 de abril de este año 2008. En la página 66 reproduce los mismos datos que los que el lector puede ver en el cuadro uno, pero añadió el comentario de que "sólo Lakach tiene reservas suficientes para permitir su operación comercial así como para iniciar el desarrollo del área donde se localiza este campo", lo que parece no sólo demeritar, sino incluso negar la existencia de reservas en un afán de exagerar las dificultades de Pemex (Sener-Pemex, "Diagnóstico: situación de Pemex", 1 de abril de 2008 ([www.sener.com](http://www.sener.com))).

de crudo equivalente descubiertos en Nab. El cuadro fue publicado por *Offshore Engineer* editada mensualmente por Atlantic Communications en Houston Texas, en un artículo dedicado a reseñar los proyectos que Pemex presentó en la mencionada OTC.<sup>5</sup>

<b>Cuadro 1</b>	Pozo	Año	Prof de agua metros	Prof del pozo metros	Resultado	Pruebas de producc.	Reserva total
<b>Perforaciones profundas de Pemex. Características y resultados</b>	CHUKTAH	2004	513	4 901	-----	Hoyo seco	-----
	NAB	2004	679	4 050	crudo	117 barriles diarios	32.6 millones BPCE
	NOXAL	2006	936	3 640	gas	9.5 mmpcd*	0.42 billones PC
	LAKACH	2007	988	3 813	gas	25-30 mmpcd	1.3 billones PC
	LALAIL	2007	806	3 815	gas	18 mmpcd	0.7 billones PC
	CHELEM	2008	810	3 125	-----	Hoyo seco	-----

Fuente: Jennifer Pallanich, *op. cit.*

\*Mmpcd: millones pies cúbicos diarios.

A estos seis pozos deben agregarse Tamil, apenas perforado en junio de este año y del cual no se han ofrecido resultados y Tanha, actualmente en perforación, sobre el que abundaremos más adelante.

El más importante es Lakach cuyas pruebas de producción arrojaron entre 25 y 30 millones de pies cúbicos diarios. Poco se ha difundido que es el campo de gas más grande descubierto en el Golfo de México, es decir es el campo de gas natural más rico descubierto en medio siglo, tanto en México, como en el sector de Estados Unidos en el Golfo de México. No mencionamos a Cuba porque ese país, a la fecha no posee ningún campo en aguas profundas. El descubrimiento de Lakach provocó una rebelión de las empresas proveedoras de equipos petroleros de perforación, las que se negaron a continuar rentando a Pemex equipos, en la forma tradicional de contratos de servicios, exigiendo nuevas condiciones que les permitieran participar de los éxitos. Así constatamos la paradoja de que, mientras Pemex sufría presiones para acelerar la marcha hacia el Golfo profundo, tuvo que suspender su programa de perforaciones por casi seis meses, al incidente lo denominamos “un episodio de la diplomacia petrolera secreta”.<sup>6</sup>

El descubrimiento de Lakach detonó la creación de un activo para la explotación de los primeros campos en aguas profundas. Desde fines de 2007, en Houston, Texas se difundió que Pemex estaba estudiando “opciones para el desarrollo de Lakach”, inclu-

5. Jennifer Pallanich, “Mexico’s deep challenge”, *Offshore Engineer*, Houston, Texas, June 19, 2008.

6. Véase “El programa de exploración y perforaciones en aguas profundas de Pemex en el Golfo de México se encuentra paralizado” en <http://jornada.unam.mx/ultimas/especiales/casa-lamm/mexico-y-el-mundo-actual>. Desde luego la información quedó perdida como una gota en un océano de desinformación.

yendo una plataforma flotante y esquemas de desarrollo submarinos en las aguas profundas del Golfo de México.<sup>7</sup> Más tarde también desde Houston Texas se adelantó la noticia de la constitución de un nuevo “activo” para la explotación de aguas profundas, con el objetivo de tener producción en 2012.<sup>8</sup> Unas semanas más tarde se informó sobre las expectativas de Pemex de obtener el concepto de ingeniería para fines de ese año de 2007.<sup>9</sup> En fin, se insistió en la inminencia del inicio del proyecto: “Lakach en el picaporte”, encabezaba una nota y continuaba: “Pemex está ansioso de dar el golpe de salida a su primer desarrollo en aguas profundas, está considerando ofrecer un contrato por un sistema de producción submarino que quiere instalar en Lakach, su prometedor descubrimiento.”<sup>10</sup>

### Constitución del activo “Holok-Temoa”

Como estaba anunciado en Texas, el viernes 7 de marzo de 2008, apenas hace unos meses, Pemex decidió avanzar un paso más en su lenta, pero imparable marcha hacía el Golfo profundo: convirtió a la Unidad de Aguas Profundas, creada en 2003, en el nuevo activo “Holok-Temoa”, fortaleciendo su presupuesto, su personal y ampliando su programa con tres nuevas perforaciones para este 2008, con el objetivo de lograr la explotación de los primeros campos mexicanos en aguas profundas en este mismo sexenio. En comunicación personal, en mayo, el Ingeniero Carlos Morales Gil, Director de Pemex Exploración y Producción tuvo la gentileza de hacerme participe de que el Dr. Guillermo Pérez Cruz había sido designado nuevo Gerente del “Holok-Temoa” y que ya se encontraba despachando en oficinas provisionales que le fueron instaladas en el edificio del IMP en Playa Norte de Ciudad del Carmen, Campeche.

Aunque la prensa texana sólo mencionó a “Lakach”, en realidad el nuevo activo tiene asignada la explotación de diversos campos descubiertos entre 2001 y 2007, el más reciente de ellos sería “Lalail”, apenas perforado exitosamente en el actual gobierno de Calderón, en poco más de 800 metros de profundidad y, desde luego, Noxal y Tabscoob, descubiertos en el sexenio de Fox. Un dato interesante, aunque no novedoso, es que el nuevo proyecto de desarrollo incluye la explotación de campos en aguas someras como “Homol” “Amoca”, “Xaxamani”, “Itla” y “Poctli”, también descubiertos en el sexenio de Fox. Algunos de estos campos son de gas no asociado y otros de gas y aceite ligero de 33 a 37 grados API. Como acabamos de anotar, una inmersión gradual a lo más profundo,

7. “Pemex studies Lakach options”, “Mexican state oil company Pemex has started screening development options for its Lakach field discovery, including a floating platform and subsea field development scheme in the deep-water Gulf of Mexico” (<http://www.upstreamonline.com>, 2007, September 28).

8. “According to one industry source, Pemex has its sights set on leasing one or more floating production semi-submersibles for terms of up to 10 years in order to develop their deep-water discoveries” (<http://www.upstreamonline.com>, 2007, September 28).

9. “Pemex maps a strategy in deep waters”. “Mexican state-run oil company Pemex expects to have a conceptual engineering plan for a Gulf of Mexico deep-water processing platform ready by the end of the year, October 20, 2007 (<http://www.upstreamonline.com>).

10. “Lakach on the latch, Mexican state-owned oil company Pemex, eager to kick off its first deep-water development, is poised to tender a contract for the subsea production systems it wants to install at its promising Lakach discovery”, October 26, 2007 (<http://www.upstreamonline.com>).

ya estaba sugerida en los proyectos que anunció Schlumberger desde 2002, para lo que entonces se llamaba "Proyecto Coatzacoalcos".<sup>11</sup> De tal modo, la nueva gerencia, a cargo del Doctor Guillermo Pérez Cruz, que antes tuvo a su cargo la Coordinación de la Unidad de Aguas Profundas de Pemex Exploración y Producción (PEP), tendrá bajo su jurisdicción un área de 9 800 kilómetros cuadrados, situada frente a las costas del Sur de Veracruz, desde Alvarado hasta Coatzacoalcos.

Los campos más importantes se ubican a frente a la Costa de los Tuxtlas, Veracruz; entre Ciudad Lerdo y Catemaco, de ahí que la estación de separación, compresión y bombeo de gas (Lerdo Station) se edificará en Ciudad Lerdo de Tejada, Veracruz a 45 millas de distancia, para enlazar con el troncal de 48 pulgadas de diámetro. Es un esquema muy similar al de la explotación de Lankahuasa en donde la cercanía de los campos permitió edificar la planta para el tratamiento del gas en el Raudal, en la desembocadura del río Nautla. Es evidente que el éxito de Lakach precipitó el programa de desarrollo de los primeros campos mexicanos en aguas profundas; aunque como ya hicimos notar, el proyecto combina campos en someras, algunos ingenieros a los que he consultado opinan que es una decisión precipitada y prematura. Como sea, Pemex Exploración y Producción (PEP) ya aprobó pasar este proyecto al Plan de Negocios de PEP, con el nombre de "Coatzacoalcos Marino".

### **Equipos de perforación contratados para continuar la exploración en aguas profundas hasta el 2015**

En la carrera contra el tiempo en la que Pemex está empeñado ha contratado en este sexenio del presidente Calderón, cinco equipos de perforación por un equivalente, en días de perforación, a veinte años de perforaciones profundas.

Los cuadros 2 y 3 contienen la información actualizada,<sup>12</sup> sobre los equipos de perforación para aguas profundas que Pemex ya tiene contratados ("deepwater rigs under contract to Pemex"). Los nuevos datos que aportamos son: 1) el número de días contratados por equipo; 2) la capacidad en profundidades de agua que los equipos contratados pueden alcanzar y 3) algunas de las localizaciones que serán perforadas y sus tirantes. Subrayamos que Pemex se propone perforar, en un lapso que podría iniciar en septiembre de 2010, los

11. Véase Fabio Barbosa Cano, "Anuncia Pemex el Proyecto Coatzacoalcos. A la conquista de aguas profundas", *Petróleo y Electricidad*, año 7, número 75, junio de 2002, p. 3.

12. Desde 2007 se han publicado diversas informaciones: Lilian Cruz del semanario Energía y Ecología de Villahermosa, Tabasco anunció que el 23 de julio de 2007, Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering de Corea del Sur e Industrial Perforadora de Campeche de México firmaron un convenio para la construcción de la gran plataforma "Muralla III", que sería entregada en 2010. Mas recientemente el Licenciado Adrián Lajous publicó un artículo ampliando la información sobre las plataformas contratadas, véase Adrián Lajous, "La incursión de Pemex en aguas profundas", *La Jornada*, 15 de marzo de 2008. El artículo de Lajous presenta errores en la información sobre las reservas de Lakach, las que reduce a sólo mil 300 millones de pies cúbicos de gas, como hemos dicho, se trata de más de un billón; también se equivoca, probablemente por su desconocimiento de los problemas técnicos, en el número probable de campos que serán descubiertos, lo que lo lleva a pensar que serán muy numerosos, planteando grandes "requerimientos gerenciales" que desborden las actuales capacidades de Pemex, obligándolo a concertar asociaciones con otras empresas petroleras.

primeros pozos en las localizaciones Maximino y Magnánimo, en las estructuras que se presumen transfronterizas del Cinturón Plegado Perdido. Estas últimas decisiones constituyen un nuevo giro de PEP, implican una reformulación de los programas anteriores de Pemex Exploración y Producción.

<b>Cuadro 2</b>					
	Nombre	Capacidad (pies)	Días contratados	Equivalente en años	Fecha de inicio
<b>Equipos contratados por Pemex</b>	Ocean Voyager	3 000	931	2.5	10 de agosto de 2007
	Noble Max Smith	6 000	1 095	3	30 septiembre de 2008.
	Sea Dragon	7 000	1 825	5	2 de enero de 2010
	Petro Rig III	7 000	1 825	5	2 de enero de 2010
	Muralla III	10 000	1 825	5	1 de septiembre de 2010

Fuente: *Offshore Engineer*, Houston, TX, 19 June 2008.

La Ocean Voyager, de la empresa estadounidense Diamond Offshore, ha perforado el Chelem que fracasó y el Tamil, que algunas fuentes aseguran fue exitoso,<sup>13</sup> pero no se han publicado las cifras oficiales del test por lo que aún no se incluyen en la estadística. Apenas hace unas semanas el pasado julio, anticipándose más de un mes a la fecha programada, arribó a las aguas territoriales de México, el “Max Smith”, equipo rentado a la también estadounidense Pride Noble, y el 1 de agosto de este año, comenzó la perforación del pozo “Tamha”, en 1 116 metros de profundidad, espera concluir el 15 de octubre de 2008, después de 76 días de trabajo. De resultar exitoso (es decir que no se presenten problemas que obliguen a suspender la perforación, independientemente de si descubre o no hidrocarburos) el Tamha será el pozo marino más profundo hasta ahora.<sup>14</sup>

Como se muestra en el cuadro, el total de días contratados suma poco más de 20 años, lo que no quiere decir que los equipos permanecerán en las aguas mexicanas durante dos décadas continuas, porque en este momento operan la Voyager y el equipo de Noble que repetimos anticipó su arribo a México, lo que da una idea de la prisa con la que avanza el gobierno; a partir de 2010 tendremos cuatro equipos trabajando simultáneamente, en conjunto la duración de todos sumará 20 años. Los contratos firmados garantizan que Pemex contará con equipos para pozos profundos hasta 2015.

La información que se nos ha permitido conocer solo incluye los datos de 27 localizaciones, correspondientes al programa de cuatro plataformas, las dos estadounidenses ya señaladas, más la noruega “Petrorig III” y la mexicana “Muralla III”, es decir, aún se descono-

13. “Petroleos Mexicanos is completing a seventh deepwater oil well in the Gulf of Mexico that contains a heavy grade of oil in an area the company is optimistic about developing, a Pemex manager said” en “Pemex completing 7<sup>th</sup> Deepwater well (www.rigzone.com/news/article.asp?a\_id=62496).

14. La periodista Rosa Santana, apoyada en información de Manuel Terás García administrador del Activo Regional de Exploración Marina lo llama “Tan Ha” y ofrece datos de profundidad ligeramente mayores a los nuestros (Véase <http://proceso.com.mx>).

cen las localizaciones asignadas a la inglesa “Sea Dragón”. Podemos suponer que el equipo inglés perforará el mismo número que el noruego y, apoyados en esa conjetura, señalar que el programa completo comprende treinta y cinco (35) perforaciones. Asimismo, los datos parciales permiten esperar 3 perforaciones de desarrollo y 24 exploratorias.

El cuadro tres a continuación muestra lo que hasta hoy hemos podido conocer.

Cuadro 3	Localizaciones	Profundidad de agua (metros)
<b>Localizaciones asignadas a cuatro de los equipos contratados, 2007-2015</b>	<b>VOYAGER</b>	
	TAMIL	449
	KAIX	635
	KUKUM	875
	CHELAN	890
	LAKACH	900
	<b>MAX SMITH</b>	
	HOLOK	1 020
	WAAJ	1 050
	TANHA	1 116
	LAKACH 101	1 200
	SAKBE	1 686
	AKTUTU	1 870
	YOKA	2 090
	<b>PETRORIG III</b>	
	LEEK	844
	PATOKTO	1 475
	NEN	1 515
	MAKLIPA	1 520
	LABIA DL	1 600
	KUYAH	1 650
	LABAY	1 700
	PUPUYO	1 975
	SEA DRAGON	¿?
	<b>MURALLA III</b>	
	PATINI	1 390
	JACA	1 430
	PUTZO	1 850
	IZUMAT	1 884
	MAGNÁNIMO	2 520
	MÁXIMINO	2 891

Fuente: *Ibid.*, véase también Héctor Arredondo, Pemex Exploración y Producción, “Prácticas internacionales para la terminación de pozos en aguas profundas y su enfoque a proyectos de Pemex”, Ponencia presentada en la Conferencia de la Asociación de Ingenieros de México, AIPM, Villahermosa, Tabasco [2007].

Como dijimos, suponiendo que a la plataforma inglesa Sea Dragón le asignaron también ocho localizaciones, tendríamos 37 pozos. Si todos fueran exitosos México tendría al finalizar el año 2015, treinta y cuatro nuevos campos (hemos descontado dos perforaciones en Lakach y una en Labay que serían pozos de delimitación). Pero, como es sabido, aún contando con las más modernas tecnologías, aún después de millones de dólares en estudios de geología, de geoquímica, sísmica 2D y sísmica 3D, que supuestamente permiten las mejores imágenes del subsuelo, no puede asegurarse 100% de éxitos.

La tasa de éxitos en estas perforaciones se estima a partir de métodos probabilísticos. No disponemos ni de las calificaciones para realizarlos ni los datos sobre la calidad de los trabajos de sísmica. Una estimación estadística, por analogía con otras experiencias, permitiría esperar 33% de éxitos, es decir de 8 a 10 nuevos campos descubiertos y entre 20-24 fracasos.

Del total de 34 localizaciones exploratorias las dos más profundas se encuentran en el Cinturón Plegado Perdido, se trata, como se puede leer en el cuadro, de las localizaciones "Magnánimo", en 2 mil 520 metros de profundidad y "Maximino" en 2 mil 891 metros. Hemos insistido en numerosos artículos que en el momento actual no existe tecnología de explotación, es un enigma si podrían instalarse árboles y válvulas en esos pozos y conducir la producción, con tuberías flexibles, a instalaciones de proceso ubicadas en aguas más someras. Como este también subsisten otros misterios: ¿por qué perforar Magnánimo y Maximino, frente al pozo estadounidense llamado "Hammerhead" si existen evidencias de que este último es hoyo seco?,<sup>15</sup> ¿Por qué no perforar frente a Trident, dónde hay mayores probabilidades de encontrar hidrocarburos, aunque no existe tecnología para poder explotarlo? El 5 de junio, en la octava sesión de los Foros del Senado, a la que fui invitado, entre las novedades que se presentaron y que ahí mismo puse de relieve, se encuentra la de que, en Perdido, teníamos ya nueve localizaciones de perforación,<sup>16</sup> nos hemos dirigido a Pemex Exploración y Producción planteándole que debe ampliar las informaciones sobre las nuevas localizaciones que ha obtenido, esperando que, entre ellas, se encuentre alguna que por su profundidad de agua y sus características sea más favorable para México.

Finalizaremos este apartado con algunas consideraciones sobre la importancia del nuevo programa de perforaciones de Pemex en las aguas profundas del Golfo de México. Independientemente de que aún no conocemos el conjunto detallado de las localizaciones asignadas a los cinco equipos, los datos ya conocidos permiten asegurar que es un programa de gran magnitud que permitirá a Pemex colocarse arriba de los avances de numerosos países africanos y del sureste asiático. El licenciado Adrián Lajous, una autoridad internacional en la materia, en el artículo que ya citamos, comenta a propósito de los equipos contratados, que constituyen "una flotilla de plataformas", que permitirá un programa de perforaciones de "dimensión sustancial" y que "en el sector estadounidense ninguna em-

15. Véase el reporte de B.J. Kruse III, MMS, "Gulf of Mexico, Opportunities and Challenges, 2007". (<http://www.gomr.mms.gov>).

16. El dato, muy importante para quienes estudiamos los avances de la exploración en las aguas profundas de México se encuentra en la ponencia del Maestro Adán Oviedo, véase [www.senado.gob.mx/reforma\\_energetica/](http://www.senado.gob.mx/reforma_energetica/); la observación sobre el aumento de nuevas localizaciones la formulé en mi propia intervención, desde luego para quienes no se dedican a estos temas muy específicos la importancia de la noticia pasó desapercibida.



presa individual cuenta hoy con tantas plataformas dedicadas exclusivamente a actividades exploratorias”,<sup>17</sup> es decir que Pemex, por el número de equipos que pondrá en actividad, superará a las *majors*.

### **Antecedentes. Primeras actividades de Pemex en aguas “más profundas”**

Las actividades de Pemex en aguas más profundas a las tradicionales comenzaron desde los años noventa. El interés de avanzar a las aguas profundas, en esos años, estaba relacionado con la preocupación por el desarrollo tecnológico y la capacitación profesional en Pemex. El doctor Guillermo Domínguez Vargas, quien encabezó el Colegio de Ingenieros Petroleros de México, en un artículo publicado en la revista *Ingeniería Petrolera*, advertía que “México tenía que prepararse técnicamente para perforar, desarrollar y explotar estructuras en aguas profundas”. Con apoyo en las proyecciones sobre la declinación de los grandes campos descubiertos en los años setenta, el ingeniero Jorge Nieto, administrador del Activo de exploración Litoral Tabasco y algunos de sus colaboradores, como el ingeniero Santiago Rojas González, elaboraron un estudio en el que explicaron que “el descubrimiento de petróleo fácil, está deviniendo cada vez más difícil” y propusieron la organización de una especie de *taskforce*, integrada por especialistas mexicanos, para elaborar un programa de largo plazo para la exploración y desarrollo de campos en aguas profundas del Golfo de México. Recientemente, un ingeniero cuyo nombre debo omitir, me envió una colección de textos producidos por la Academia Mexicana de Ingeniería, en septiembre de 1992, cuando estaba presidida por el Ingeniero Javier Jiménez Espriú, con el título de “Tecnología moderna en la perforación y producción petrolera en el Golfo de México en aguas más profundas”. Los trabajos examinan, dentro del tema “problemática del desarrollo tecnológico nacional”, diversos aspectos. Antonio Acuña Rosado, examinó el problema de la tecnología usada en plataformas fijas y en tuberías submarinas; el ingeniero Carlos Cuellar Angulo, del IMP, presentó un reporte sobre las innovaciones tecnológicas en la perforación y producción en aguas profundas. El ingeniero Eduardo Loreto Mendoza, Jefe de la División de Ingeniería de Ciencias de la Tierra de la UNAM, elaboró un estudio sobre la formación de recursos humanos en nuestros centros de educación superior para la actividad de explotación petrolera en el mar; estos son solamente algunos ejemplos que permiten mostrar el carácter de las preocupaciones en nuestra universidad, en las instituciones de investigación y dentro del propio Pemex, sobre el tema. Ellas siguen siendo vigentes y deben ser retomadas.

Estos planteamientos y gestiones no fueron inútiles, en ese mismo año de 1992, Pemex perforó el pozo Ayín frente a Tabasco, en 176 metros de profundidad y en 1994 el Dzunum, en 192 metros. Durante el gobierno del presidente Zedillo, Pemex perforó los primeros pozos en casi 400 metros de profundidad de agua, como Chuktah, y Tabscoob. A mediados de esos mismos años noventa, también se iniciaron, desde luego muy incipientemente, los estudios para determinar las primeras localizaciones mexicanas en aguas ultra profundas cercanas a la frontera con Estados Unidos. La Memoria de labores de Pemex,

17. Adrián Lajous, *op. cit.*

informa que, desde el gobierno de Zedillo, Pemex empezó a dedicar partidas de su presupuesto para el estudio de la primera localización de perforación en el área fronteriza con Estados Unidos. Subrayamos, precisamente la misma zona en la que ahora se conjetura que existen yacimientos transfronterizos, el Cinturón Plegado Perdido. En ese mismo sexenio de Zedillo, el Coordinador de Exploración Petrolera, Pablo Cruz Helú hizo públicos, por primera vez en la historia de la industria petrolera, los primeros mapas mexicanos de las áreas profundas en el Golfo de México.

Si durante el gobierno de Zedillo, PEP ya perforaba pozos en 400 metros de profundidad de agua, durante el de Fox se avanzó otros 250 metros, al perforarse el pozo Nab, en 2004, en alrededor de 650 metros y, en ese mismo sexenio, Lakach en casi 1000 metros de profundidad.

La declinación de Canterell, prevista también desde los años noventa, impulsó un programa exploratorio, fundamentalmente campañas de sísmica para ubicar localizaciones de perforación en las aguas profundas. Durante el gobierno de Vicente Fox, entre 2001 a 2004, se destinaron 10 000 millones de dólares (entre 100-110 mil millones de pesos), esto es, entre el 25-28 % del presupuesto total de Pemex Exploración y Producción, a la investigación de las aguas profundas.<sup>18</sup>

Transcribimos trozos de un reporte del director de Pemex a la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados: "en esta administración hemos gastado 10 000 millones de dólares en aguas profundas. Pemex ha tenido, en este sexenio, los presupuestos más altos de su historia", en promedio, 90 mil millones de pesos cada año, en valores corrientes. Así, en los casi cinco años transcurridos, de 2000 a 2005, recibió 410 000 millones de pesos. 10 mil millones de dólares, redondeando, equivalen, a entre 100 mil-110 mil millones de pesos. Estas inversiones han comprendido perforaciones, sondeos de sísmica tres dimensiones, interpretación de registros, estudios en laboratorio de muestras tomadas en el subsuelo marino y otras actividades de exploración. Desde luego también se incluyen entre las actividades las perforaciones realizadas. Es importante destacar que un indicador especialmente importante es el número de oportunidades y localizaciones de perforación obtenidas. En 2004, un año después de que Pemex creara la Unidad Especializada en Aguas Profundas, ésta reportó 190 "oportunidades exploratorias",<sup>19</sup> actualmente se disponen de alrededor de 260.

Comparando las cifras anteriores con las inversiones destinadas a Cantarell y el proyecto Ku-Zaap-Maloob, para compensar la declinación del primero, algunos señalamos que, desde entonces, las aguas profundas del Golfo de México eran la nueva "la joya de la corona".

El siguiente cuadro comparando las erogaciones destinadas a cumplir los compromisos Pidiregas del pago de nitrógeno y otros gastos de operación de Cantarell, entre 2001 y 2004, en total, 89 569 millones de pesos, permite concluir que las inversiones en el complejo quedaron relegadas a un segundo plano desde el sexenio anterior, cuando las proyecciones mostraron sus declinación inevitable.

18. Véase la "Versión estenográfica de la comparecencia del director de Petróleos Mexicanos, Luis Ramírez Corzo, correspondiente al Análisis del *Quinto Informe de Gobierno* del Presidente Vicente Fox Quezada, llevada a cabo el miércoles 28 de septiembre de 2005", México, D. F.

19. "Pemex ready to drill in deepwater Perdido area", <http://www.offshore-mag.com/articles>.

## Cuadro 4

### Pidiregas. Pagos presupuestados a Cantarell y KZM

Millones de pesos

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Cantarell	3 147	12 979	18 337	20 210	25 867	30 709	20 778	12 215	7 392	6 914
KZM	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	3 954	9 279	8 763	5 308	4 315
Aguas profundas					25 000 (promedio)	25 000 (promedio)	25 000 (promedio)	25 000 (promedio)		

n.v.: no vigente (aún no se había iniciado).

Fuentes: Pemex, "Report to Securities and Exchange Commission, Washington, D. C., December 2, 2002 y Luis Ramirez Corzo, *op. cit.*

## Los yacimientos transfronterizos

Entre los problemas de las aguas profundas se encuentra el de los yacimientos transfronterizos. Al comenzar el debate sobre la reforma energética importantes funcionarios sostenían que nuestro país ya estaba perdiendo hidrocarburos o que sus yacimientos, ya habían empezado a perder presión, como resultado de las actividades de las petroleras en áreas cercanas a nuestra frontera con Estados Unidos en el Golfo de México. El Senador Francisco Labastida denunció que "cuatro plataformas petroleras estadounidenses ya estaban sacando petróleo cerca de la frontera y sustrayendo crudo mexicano que espontáneamente migraba al otro lado."<sup>20</sup> En el sexenio anterior hubo un manejo aún más irresponsable del tema. El propio presidente Vicente Fox declaró que Estados Unidos "ya estaban sacando furtivamente crudo de México".<sup>21</sup> Apoyados en este tipo de planteamientos el gobierno mexicano constituyó desde 2003, una Comisión Intersecretarial, integrada por Relaciones Exteriores, Energía, Hacienda y Pemex.<sup>22</sup> Su objetivo es la coordinación

20. "Cuatro plataformas de Estados Unidos extraen petróleo en frontera con México, Estados Unidos, tiene más de 150 plataformas que están trabajando en el golfo de México, y el riesgo existente es que se registre el efecto "popote". Ello debido a que por lo menos nueve plataformas realizan labores muy cerca del límite de la zona fronteriza con México y de éstas, específicamente, cuatro plataformas se encuentran entre cuatro y cinco kilómetros de distancia". "Esto significa —añadió—, que Estados Unidos está realizando labores de extracción de crudo en yacimientos que hidráulicamente están conectados, con lo que al sacar el petróleo las compañías norteamericanas provocarán que México pierda crudo en los yacimientos de la parte que le corresponden y se corre el riesgo de que el petróleo migre y lo obtenga Estados Unidos". Nota de Cecilia Higuera, *La crónica de hoy*, 4 de febrero de 2008.

21. "Estados Unidos está extrayendo gas natural de territorio mexicano... mientras tanto nosotros aquí esperando a ver si el Congreso tiene a bien, algún día de estos, aprobarnos las reformas", nota de Margarita Palma, "EU nos roba gas y petróleo con la operación popote, acusa Fox. Urge al Congreso de la Unión a tomar decisiones", *El Financiero*, 31 de marzo de 2004, p. 10, Sección Negocios.

22. "Despite falling output, Mexican politics keep foreign operators out", *Offshore*, September 2006. La nota señala que el gobierno desea negociar con Estados Unidos un acuerdo que permita perforar en el lado mexicano los yacimientos transfronterizos y que el gobierno de México creó la intersecretarial con ese objetivo ("They would work jointly with the US towards an agreement to allow drilling on the Mexican side of cross-border fields. The Mexican government created an Intersecretarial commission, in which Pemex, the Energy Ministry, The Finance Ministry, and the Foreign Affairs Ministry...").

con Estados Unidos para la firma de un nuevo acuerdo que permita la unitización de los yacimientos transfronterizos.<sup>23</sup>

La unitización, debería decirse con más propiedad “unificación”, requiere la reforma del artículo 27 de la Constitución porque significa la explotación conjunta bajo un solo operador que diseñará el esquema de desarrollo del proyecto, determinará el número de pozos, su espaciamiento y ubicación y podrá mover sus equipos y personal a uno y otro lado de la frontera, asimismo resolver los asuntos fiscales, ambientales y de seguridad del yacimiento.

Un acuerdo de este tipo es prematuro, parece más un recurso para facilitar la apertura, romper las restricciones constitucionales, extender el acuerdo a otras áreas y facilitar la elevación de la producción de hidrocarburos de México. No puede firmarse un acuerdo a ciegas, sin confirmar la existencia de la materia del convenio y la viabilidad de la explotación de los transfronterizos.<sup>24</sup> El trabajo legislativo, en algunos casos debe adelantarse a la realidad, no en este caso. Ante el problema de los yacimientos transfronterizos, los legisladores deben estar supeditados a los informes sobre el desarrollo de la tecnología y al resultado de las perforaciones. Sólo ellas mostrarán dónde están los yacimientos, cuántos, cuáles sus volúmenes de hidrocarburos (aunque sea en forma muy aproximada), es decir la materia sobre la que se celebrará el acuerdo.

Existen sólidas hipótesis, pero sólo hipótesis, de la existencia de estructuras transfronterizas; podría hablarse también de formaciones geológicas transfronterizas, pero, que también existen los entrampamientos de hidrocarburos, o que en ellos se encuentren volúmenes en cantidades comerciales, es decir, el descubrimiento de yacimientos transfronterizos, solo podrá saberse hasta que la barrena perfora y lo compruebe. Del lado estadounidense, a seis kilómetros ya se ha encontrado un yacimiento, denominado Trident, pero cuando las petroleras de Estados Unidos han perforado en bloques contiguos, como el pozo Toledo, a unos 15 kilómetros, resultó hoyo seco. Ya anotamos que también hay indicios de que Hammerhead, fue otro fracaso.

Otro problema muy importante es que, aunque ya se han descubierto varios campos las petroleras enfrentan hoy barreras tecnológicas que impiden explotar, es decir desarrollar producción, a las profundidades de Trident.

Las cinco grandes empresas que han explorado las aguas fronterizas del lado de los Estados Unidos: Shell, Amoco, Chevron, British Petroleum y Total han realizado casi 30 perforaciones, de las que doce (12) fueron descubridoras de yacimientos. Todas las perforaciones están en bloques distantes a la línea fronteriza, repetimos que la más cercana y única contigua a la frontera con México es Trident. Pero ningún campo descubierto en las áreas cercanas a la frontera con México, está produciendo. Lo que podría parecer una paradoja es que los estadounidenses posean campos petroleros descubiertos algunos hace más de siete años y que permanecen intactos, se explica por los problemas tecnológicos. Demorar el arranque de la extracción implica pérdidas para las compañías privadas.

La extracción o desarrollo de un campo es más complicada que la simple perforación de un agujero. Hay campos que esperaron diecisiete años para el arranque de su producción, como Coulumb, descubierto en 1987 y que sólo empezó a producir en 2004, cuando la tecnología pudo lograr la explotación en profundidades de 2 314 metros. Los avances

23. “Mexican officials say they will seek a unitization agreement with the US”, *Ibid.*

24. Creemos que la prensa recogió con exactitud nuestras propuestas, véase *La Jornada*, 6 de junio de 2008.

más recientes fueron explicados en un gran paquete de ponencias en la conferencia de la Offshore Technology Conference, celebrada en Houston, Texas del 30 de abril al 3 de mayo de 2007, en la que anunciaron que, apenas en este 2008, arrancarían la producción del Independence Hub Project, en 2 438 metros.<sup>25</sup> Los reportes e informes relativos a los sistemas de producción y sus progresos son un aspecto que se maneja con extremo cuidado, porque cuando un proyecto pasa a la fase de diseño y construcción, los activos, la situación financiera y las calificaciones crediticias de las empresas, así como el valor de sus acciones, mejoran notablemente. Por ello las empresas también pueden exagerar o introducir un matiz “optimista” en sus informes, todo ello explica la rígida normatividad de la Securities and Exchange Commission. Nuestro método consiste en considerar toda información, como provisional, someterla a múltiples compulsas y considerar como único dato duro las cifras de producción. En suma, en el campo Trident se ha descubierto crudo pero los equipos para sacarlo aún permanecen a 500 metros de distancia del yacimiento y, hoy, es imposible subirlo a la superficie. En Trident, desde 2001 todos los trabajos se encuentran suspendidos. El campo está parado porque no hay tecnología para explotar a casi 3000 metros de profundidad de agua.

Al comenzar los debates, el gobierno asumía que bastaba perforar para que el pozo comenzara a producir. En abril la Sener presentó un nuevo planteamiento: la explotación de Great White iniciaría en 2010 y la de Trident en 2014. Se apoyaba en algunos datos reales pero también en informaciones contradictorias y en conjeturas. Efectivamente, desde octubre de 2006, la prensa petrolera difundió la sorprendente noticia de que Chevron, Shell y la British Petroleum, anunciaron los planes de desarrollo para los primeros tres campos del área Perdido: Great White, Tobago y Silvertip.

Great White es el campo más importante en la región Perdido, algunas estimaciones indican que el campo podría contener unos 500 millones de barriles, es decir se trataría de un campo gigante, uno de los pocos gigantes descubiertos en el período reciente.<sup>26</sup> La Secretaría de Energía de México, afirma que Great White se ubica a 14 kilómetros de la frontera con México. Fue descubierto en 2002 en el bloque 857 en una profundidad de agua de 2 441 metros, es decir una profundidad accesible, pues, como ya dijimos, la producción del Independence Hub Project, se ha logrado en 2 438 metros. Lo sorprendente fue y sigue siendo que se mencione otros campos en tirantes de más de 2 900 metros de profundidad de agua. ¿Shell ha logrado tecnología para superar las barreras tecnológicas que detenían la explotación en esos tirantes?

Del desarrollo de Great White no hay duda, se encuentra en 2 mil 441 metros,<sup>27</sup> pero las informaciones respecto a la posibilidad de explotar también otros campos más profun-

25. Véase nuestra reseña del evento en el artículo “Inviabile por ahora, explotar yacimientos transfronterizos. Barreras tecnológicas para su desarrollo”, *Petróleo y Electricidad*, año 11, número 111, julio-agosto de 2007, p. 11 y Fabio Barbosa Cano, “La próxima batalla: reformar la Constitución para explotar yacimientos transfronterizos”, *Petróleo y Electricidad*, año 11, número 108, noviembre-diciembre de 2006, p. 4.

26. Don Lyle, “Technology opens Paleogene play”, E&P, Houston, Texas, June 2008 (<http://www.epmag.com/archives/features/423.htm>).

27. Precisamente el día en que entregamos este texto, 18 de agosto de 2008, el equipo para la explotación de Great White ha concluido su traslado al bloque 857 de Alaminos Canyon, se espera que podrá producir 100 mil barriles diarios de aceite en 2010 (“Shell’s Perdido Spar Arrives in Ultra Deepwater GOM”, [http://www.rigzone.com/news/article\\_pf.asp?a\\_id=65585](http://www.rigzone.com/news/article_pf.asp?a_id=65585)).

dos han sido escasas y, repetimos, contradictorias. Todos los reportes han señalado que la unidad flotante será anclada en una profundidad de alrededor de 8 000 pies, es decir 2 438 metros, la misma profundidad del Proyecto Independencia Hub, y que se planea conectar las válvulas de Silvertip y Tobago, mediante tuberías flexibles en el lecho marino.<sup>28</sup>

Se esperaban nuevas informaciones en la Offshore Technology Conference de abril-mayo de 2007, pero sólo hubo un decepcionante silencio. Los reportes anuales de Chevron, sobre sus presupuestos de inversiones en 2007 y 2008, solamente incluyen a Great White.<sup>29</sup> Tampoco el gobierno de Estados Unidos a través de MMS, o las publicaciones que hacen reportes anuales sobre los proyectos petroleros en curso, como Petroleum Economist, hicieron alguna mención al desarrollo de los dos campos más profundos, limitándose a señalar exclusivamente a Great White.

La especulación acerca de la posibilidad de explotar otros campos, entre ellos Trident, utilizando instalaciones ancladas en las aguas más someras de Great White ha continuado, pero la propia empresa operadora no ha dicho absolutamente nada respecto a la posibilidad de explotación de Trident. A continuación transcribimos un amplio fragmento del artículo de Don Lyle, editor de una de las revistas más prestigiadas en el tema: “en algún momento más adelante en el desarrollo de Great White, Shell, el operador, podría añadir la producción de otros descubrimientos cercanos, entre ellos Trident, el pozo más profundo del mundo, con potencial de producción, en casi 10 000 pies (3050 m) de agua; también podría agregar a “Hammerhead” a cerca de 7 millas (11 km) y a “Tiger” de Chevron, aproximadamente a la misma distancia de Silvertip, esos campos estarán en condiciones de producir a través de las nuevas instalaciones, pero Shell no ha anunciado intención alguna sobre esos campos”.<sup>30</sup> Dejaremos para otra ocasión algunos problemas sobre los fenómenos de pérdida de presión y movimiento de fluidos, que podrán presentarse, si se desarrollaran los campos de Estados Unidos contiguos a la frontera, porque es un problema que requiere información concreta sobre el radio de drene y la permeabilidad de las arenas, datos que en el momento actual se desconocen.

28. Véase: “Spar planned for Perdido fields in ultra-deep Gulf”, Offshore, 26 de octubre de 2006 (<http://www.offshore-mag.com/articles/article-display.cfm?ARTICLE-ID 275805>).

29. Véase: “Major upstream spending in 2008 includes projects in the following areas: U.S. Gulf of Mexico --deepwater exploration and development, including Tahiti, Great White, Blind Faith, Jack and St. Malo, Chevron Announces \$22.9 Billion Capital and Exploratory Budget for 2008” (<http://investor.chevron.com/phoenix.zhtml?c=130102&p=irol-newsArticle&ID=1084856&highlight=GREAT%20WHITE>).

30. Transcribimos a continuación el texto completo de Don Lyle en E&P: “At some point later in the life of the field, Shell, the operator [...] may decide to add production from other nearby discoveries, including Trident field, which contains the world’s deepest-water well capable of economic production in nearly 10 000 ft (3 050 m) of water. In addition, Shell’s Hammerhead discovery, is in Alaminos Canyon 943 some 7 miles (11 km) southwest of the western edge of Great White, and Chevron’s Tiger in Alaminos Canyon 818, about the same distance east of Silvertip, are in position to produce through Perdido, but Shell has not announced any intentions about those fields”, Don Lyle, “Technology opens Paleogene play”, E&P, Houston, Texas, June 2008 (<http://www.epmag.com/archives/features/423.htm>).

## La investigación sobre localizaciones mexicanas frente a *Trident* y *Hammerhead*

Un tercer problema es el de las profundidades de las localizaciones mexicanas en Perdido, es decir al lado mexicano frente a Trident y Hammerhead, pero en aguas de la Zona Económica Exclusiva de México. Hemos adelantado que desde el sexenio de Zedillo, en 1996, cuando Pemex inició la búsqueda de la primera localización mexicana llamada “Pep-1”, en esa área, dieron comienzo los estudios sobre la geología de México, exactamente al sur del campo Trident.

Más tarde, en 1999 Pemex contrató a empresas canadienses para realizar estudios de geofísica y se adquirieron 11 mil kilómetros de líneas sísmicas, en 2002 se inició una campaña exploratoria y, para 2004 ya se tenían 10 mil kilómetros cuadrados con levantamientos sísmicos, y para 2006, la cifra se había elevado a más del doble. En la investigación, procesamiento de la información han participado científicos mexicanos del IMP y de Pemex, quienes incluso señalaron deficiencias y propusieron mejoras a los extranjeros. En 2004 los resultados se expresaron en la identificación de cuatro cuerpos geológicos transfronterizos. Dos años más tarde, en 2006, en Houston, Texas, Pemex presentó los datos de seis localizaciones mexicanas en el área Perdido. La importante noticia fue publicada en Estados Unidos por mismo geólogo ya citado, quien resumió los trabajos de sísmica y mencionó entre otros los siguientes tres prospectos: “Afótica”, el más profundo en 10 991 pies equivalentes a 3 mil 350 metros, “Maximino-1, en 9 485, pies es decir 2 mil 891 metros de profundidad de agua y “Pep-1, en 9 646 pies, los que convertidos a metros son 2 mil 940 m.<sup>31</sup> Como ya adelantamos, cuando arribe a las aguas mexicanas del Golfo de México la plataforma La Muralla III, Pemex planea perforar Magnánimo y Maximino, una propuesta que cuestionamos apoyados en todo lo que hemos expuesto aquí sobre la tecnología de explotación.

Presentamos a continuación el cuadro 5, con los datos disponibles sobre las localizaciones de perforación de Pemex en el área Perdido, es decir del lado mexicano, frente a los campos Trident y Hammerhead.

31. “From 2002 to 2005, Pemex acquired 9 858 sq miles (25 558 sq km) of 3-D seismic and 28 092 miles (45 236 km) of 2-D seismic. [...] Among prospects identified Magno, also on the Mexican extension of the Sigsbee Escarpment [...] and Maximino. As drilling progresses for the company, it will reach into the northern area on the extension of the Sigsbee Escarpment, where Afotica is the deepest prospect in 10 991 ft (3 350 m) of water southeast of the Alaminos Canyon complex on the US side of the border. Plans now call for Pemex to drill the Maximino-1 in 9 485 ft (2 891 m) of water and the Pep-1 in 9 646 ft (2 940 m), Don Lyle, “Mexico zeroes in on deep water. Pemex hooks big pay in deepwater Gulf of Mexico”, July 4, 2006 (www.hart's e&p net.com).

Cuadro 5	Localización	Profundidad de agua
<b>Localizaciones mexicanas en el área perdido, frente a Trident</b>	1. Magnánimo	2 520
	2. Alaminos	2 888
	3. Maximino	2 891
	4. PEP-1	2 940
	5. Chachiquín	3 216
	6. Afótica	3 350
	7. Extraviado	¿?

Pemex Exploración y Producción, "Deepwater Exploration in Mexico", Presentación en el Royal Norwegian Consulate, en Houston, Texas, March 6 th, 2006. Una amplia reseña de esta presentación se publicó en el artículo "Presenta Pemex el Plan para Aguas Profundas", *Petróleo y Electricidad*, Año 11, número 103, abril de 2006, más tarde, en julio de 2006, se publicó el artículo ya mencionado de Lyle en Heart's E&P.

En este conjunto de localizaciones mexicanas en los cuerpos geológicos transfronterizos, dos son inaccesibles por su profundidad, en ningún lugar del mundo se ha logrado perforar a más de 3 050 metros; las primeras cuatro localizaciones, entre 2 520 y 2 940 metros de profundidad de agua, podrían perforarse, pero, insistimos aunque fueran exitosos, actualmente no existe tecnología para explotarlos. A menos, que, en 2011, con la explotación de Silvertip, Tobago y, quizá otros, Shell demuestre que ha resuelto los problemas tecnológicos para el desarrollo en casi 3 mil metros.

### ¿Transfronterizos en el área de las Donas?

Un problema con cierta relación, pero distinto, es el de las Donas. Como se sabe se llama así a dos espacios más allá de las 200 millas y por tanto aguas internacionales, la Occidental, está ubicada muy lejos de Alaminos, colindaba mayormente con el área Cañón Keathley y en parte con las Estructuras Walker. El tratado "Albright-Green",<sup>32</sup> lamentablemente, aceptó que a México le correspondiera la parte más profunda, con tirantes de agua de 3000 a 3800 metros, en este momento no hay ni siquiera equipos de perforación que hallan intentado acercarse a esas profundidades, justamente llamadas la "Planicie Abisal". Finalmente y no menos importante, en los archivos del Senado están las evaluaciones que entregó Pemex del potencial de esa área, según Pemex no había estructuras, por lo que estimó recursos *in situ*, muy pobres, de 2 500 millones. Con un factor de recuperación de 20 por ciento, podrían convertirse en reservas de 500 millones, pero distribuidos en los 17 190 kilómetros cuadrados de toda la Dona, es decir los 10 620 que le correspondieron a México y los 6 570, de Estados Unidos.

Un asunto distinto es el de la situación de la Dona Oriental, recordemos que se ubica, aproximadamente al norte de Yucatán, oeste de Florida y noroeste de Cuba. Ese espacio, legalmente, sigue siendo aguas internacionales sobre las cuales tienen derecho México, Cuba y Estados Unidos, pero desde el año de 2006, el gobierno de Bush está publicando

32. Así llamado por los nombres de la Sra. Madeleine Albright, del Departamento de Estado en el gobierno de Clinton y Rosario Green, Ministra de Relaciones Exteriores del gobierno de Zedillo que formalmente aparecen como firmantes; en realidad no hubo ninguna negociación, como lo aclaró años más tarde el Embajador Palacios Treviño, al respecto véase: Jorge Palacios Treviño, *La defensa del petróleo mexicano al trazarse la frontera submarina con Estados Unidos*, México, Universidad Iberoamericana, 2003, y la reseña de ese libro en: "Hoyos de Dona. Nuevas revelaciones", *Petróleo y Electricidad*, año 9, número 92, febrero de 2004.



mapas en los que la presenta como parte de las aguas patrimoniales de Estados Unidos, declarándola como zona disponible para licitación y anunciando preparativos para su venta.<sup>33</sup>

Desde luego un acuerdo sobre la explotación unitaria de las posibles extensiones de Trident no tiene la urgencia que la Comisión Intersecretarial pretende, en cambio la distribución equitativa de la Dona Oriental, que implicaría la negociación de nuevas fronteras en el Golfo de México, respetando los derechos de México y Cuba, es un asunto urgente que debe ser atendido.

## Conclusiones y propuestas

La conclusión ineludible es que mientras a lo largo del debate sobre la reforma energética, la opinión pública se ha pronunciado mayoritariamente contra la continuidad de la política que privilegia la explotación y las exportaciones de crudo sin valor agregado, y parece haber un reclamo generalizado por reimpulsar la refinación y petroquímica, Pemex, impertérrito, continúa sus planes y su constante avance al Golfo profundo.

La información que hemos presentado en la primera parte de este texto permite afirmar que los avances de Pemex en aguas profundas son ya considerables. El número de localizaciones identificadas, el de equipos ya contratados, el período tan prolongado de los contratos, que aseguran la continuidad de las perforaciones profundas hasta 2015, parece suficiente. Pemex debería evitar nuevas contrataciones. Desde luego es sabido que desea acelerar aún más sus actividades en el Golfo profundo.

Sería necesario retomar las orientaciones de la Academia Mexicana de Ingeniería, en los años noventa, cuando estaba presidida por el Ingeniero Javier Jiménez Espriú: el asunto de las aguas profundas debe abordarse en el marco de la "problemática del desarrollo tecnológico nacional", y, como examinó el ingeniero Eduardo Loreto Mendoza, entonces Jefe de la División de Ingeniería de Ciencias de la Tierra de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, privilegiar la formación de recursos humanos en nuestros centros de educación superior, para la actividad de explotación petrolera en el mar y en aguas profundas. Es necesario resistir las presiones para acelerar la producción y la exportación y debe continuar e intensificarse la investigación sobre aguas profundas, para incorporar cada vez más a la industria nacional, y conseguir la creación de empleo.

Asimismo es necesario plantear que en los contratos con las empresas que están realizando o efectuarán el programa de perforaciones profundas se incluyan cláusulas que permitan incorporar a trabajadores mexicanos, así como disposiciones que faciliten el aprendizaje de nuestros connacionales.

Finalmente, consideramos incorrecto el intento del gobierno de modificar la Constitución del 17, para imponer el plan de "unitización" y establecer alianzas con las grandes petroleras. Específicamente sobre los yacimientos transfronterizos consideramos que el arranque de producción en el campo Trident, no es inminente. Entretanto, en las actividades que ya están en curso en aguas profundas, entre ellas, en el proyecto Coatzacoalcos, la introducción de los nuevos esquemas de incremento del personal mexicano podría permitirnos estar en mejores condiciones, cuando verdaderamente los desarrollos de la tecnología de desarrollo de campos profundos coloquen en la agenda el problema de los yacimientos transfronterizos.

33. Véase Fabio Barbosa, IIEC-UNAM y Luis Eduardo Segura, ESIA-IPN, "Bush engulle la Dona", *Petróleo y Electricidad*, año 11, número 113, noviembre de 2007.