



# Los recursos de hidrocarburos de México

Fabio Barbosa \*  
Universidad Nacional Autónoma de México  
fabio Barbosa\_cano@hotmail.com

Para el suscrito es un honor la invitación del Frente de Trabajadores de la Energía, afiliado a la FSM, para presentar una exposición y un texto sobre los recursos de hidrocarburos de México.

**RESUMEN:** En este trabajo se analiza el problema de los recursos de hidrocarburos de México en el área transfronteriza del cinturón plegado perdido en el Golfo de México. Se examinan las actividades de las compañías petroleras inglesas y yanquis en la frontera, se **discute el problema de cómo esas actividades están impactando, o afectarán en el futuro, a los yacimientos de hidrocarburos de México** y, finalmente, se plantea si la única solución es la **unitización** y la consiguiente reforma del artículo 27 de la Constitución.

## INTRODUCCION

En el momento actual, la burguesía se prepara para avanzar un paso más en el control de los recursos de hidrocarburos, lo llama la “reforma energética”. Usando técnicas de mercadeo, intenta **ampliar la apertura** a la inversión privada en Petróleos Mexicanos (Pemex). Para justificarla, utiliza argumentos muy endeble que rápidamente abandona, como el de que Pemex está quebrado: De la misma manera, en el curso de la actual campaña, se modificaron totalmente los planteamientos de que el petróleo de México se encontraba en el umbral de su **agotamiento**, que las reservas solo alcanzarían **para nueve años** y hoy despliega el

discurso de que el país dispone de un inmenso **“tesoro” en las aguas profundas del Golfo de México** pero, requiere asociarse con las compañías extranjeras para aprovecharlo y “sacar al país de la pobreza”.

Recibí la encomienda de presentar una ponencia sobre los recursos de hidrocarburos. En la industria petrolera llamamos reservas a las distintas evaluaciones de los hidrocarburos descubiertos en pozos perforados y **denominamos “recursos” a los volúmenes estimados** en áreas aún no penetradas por la barrena, y, por tanto, las estimaciones son resultado de **inferencias de la investigación**

## 2007 energía 8 (99) 20, FTE de México

**geológica y geofísica.** En el caso de México, las hipótesis que se han adelantado sobre estos recursos son que la mayor proporción de ellos se ubica en el Golfo de México, como extensiones de las mismas formaciones que **han demostrado ser productoras en campos en tierra.** Debemos asentar muy claramente que las hipótesis sobre la existencia de estos recursos, llamados “prospectivos”, **ya empezaron a confirmarse** con el descubrimiento de Lankahuasa, un área frente a las costas del Norte de Veracruz; luego, con el descubrimiento de hidrocarburos en el pozo “Nab”, en el área Campeche Oriente y, especialmente, en la nueva área Catemaco, con los descubrimientos de Lakach, Noxal, Tabscoob y otros. De tal manera que, en esta oportunidad, expondré sobre los **probables** recursos de hidrocarburos de México en aguas profundas del Golfo de México, en el área transfronteriza del Cinturón Plegado Perdido, contiguo a la frontera con los Estados Unidos. Creo no salirme del tema asignado al abordar el examen de esa zona ahora tan controvertida.

Considero que este examen concreto es pertinente, dada la desinformación sobre los yacimientos transfronterizos y lo que algunos llaman “la operación popote” y otros “el efecto popote”.

La campaña al respecto no es nueva, se inició desde el sexenio pasado. Vicente Fox llegó a decir que los Estados Unidos ya estaban sacando furtivamente crudo de México [1]. Muy recientemente Francisco Labastida, en una entrevista, también “denunció” que “**cuatro plataformas** petroleras de los EE.UU. ya estaban sacando petróleo cerca de la frontera y sustrayendo crudo mexicano que migraba al otro lado [2].

Basados en los planteamientos anteriores el gobierno propone un nuevo tratado internacional con los Estados Unidos, que permita la “**unitización**” de los yacimientos. Desde 2003, una comisión de senadores, encabezada por Silvia Hernández, del PRI, inició los trabajos de redacción del nuevo acuerdo. La “**unitización**” de los yacimientos es la explotación conjunta, que requeriría modificaciones al texto actual de la Constitución mexicana. Ampliaremos más adelante este asunto. Al concluir el sexenio de Fox, la nueva bancada panista en la actual legislatura, celebró una “**encerrona**” para recibir toda la información sobre el nuevo tratado, según informó brevemente el entonces Secretario de Energía, Canales Clariond, pero no se han presentado las informaciones oficiales completas sobre este asunto [3]. En el momento actual, al frente de la ofensiva se encuentran Labastida, la señora Kessel, titular de la Secretaría de Energía (Sener) y el propio Pemex, que está difundiendo por televisión el documental sobre “el tesoro” de México en las aguas profundas del Golfo”.

Puede verse que **el asunto de los transfronterizos y los popotes es un problema específico**, distinto al de la propuesta de acelerar las actividades de exploración y explotación en todo el conjunto de las áreas de aguas profundas.

Este texto intentará examinar las actividades de las compañías petroleras inglesas y yanquis en la frontera, **discutirá el problema de cómo esas actividades, están impactando, o afectarán en el futuro, a los yacimientos de hidrocarburos de México** y finalmente se pretende un primer escarceo acerca de si la única solución es la **unitización**, y la consiguiente reforma del artículo 27 de la Constitución.

## 1. LAS PERFORACIONES RECIENTES EN BLOQUES CERCANOS A LA FRONTERA MEXICO-USA EN EL GOLFO DE MEXICO

Empecemos con señalar que esas actividades apenas se iniciaron en la década de los noventa. Al comenzar el gobierno de Clinton, el segmento de los EE. UU., en el Golfo permanecía intocado por la actividad petrolera en casi la mitad de los 500 mil kilómetros cuadrados que comprende.

Entre 1994-1995 se perforaron los primeros pozos en el área que colinda con México, llamada “Cañón de Alaminos”, que están ubicados muy al

norte de la misma y en una profundidad de agua de 1,500 metros.

En 1996, se realizó la primera perforación en unas estructuras denominadas “Perdido Fold Belt”, el Cinturón Plegado Perdido, en una profundidad de 2,200 metros; estas estructuras están en el sur de Cañón de Alaminos acercándose a la línea de la frontera con México. Adelantemos que este pozo ni siquiera concluyó, quedó suspendido

por un accidente mecánico. Más tarde perforaron el Baha-2 que resultó hoyo seco. Son informaciones sobre las que insistimos porque la información ha sufrido diversas manipulaciones que veremos más adelante.

En 2001 se perforó en el cinturón Perdido, el tercer pozo profundo llamado “Trident” que resultó un importante descubrimiento. El éxito impulsó nuevas perforaciones, Trident, a la fecha tiene dos o quizá tres pozos, uno de ellos a cinco kilómetros de la línea fronteriza con México, su profundidad de agua es de 2,965 metros. Este es el campo que puede extenderse hacia las aguas mexicanas, es decir, transfronterizo. En los mapas mostrados a continuación sus pozos aparecen a partir de 2001.

A partir del éxito de Trident se perforaron en el área Cañón de Alaminos otros pozos. En 2003 se perforó, en el mismo paralelo, adyacente a la línea de la frontera con México, el pozo **Toledo**, en poco más de 3 mil metros, que, mostrando las tremendas ironías de la geología, **resultó hoyo seco**, es decir un fracaso completo. Las siguientes perforaciones se alejaron un poco al norte, se retiraron de la línea de la frontera, quizá también **buscando aguas menos profundas** [4]. En 2004, Chevron alcanzó un segundo gran éxito: el **Great**

2007 energía 8 (99) 21, FTE de México **White**, con un tirante de 2, 441 metros, en un bloque alejado según nuestras estimaciones de 20 kilómetros al norte de la frontera.

No sabemos con exactitud cuántos pozos se han perforado. Reuniendo aquí y allá informaciones dispersas, las fuentes consultadas permiten conjeturar que se han realizado de 1996 a 2008, entre catorce y dieciocho perforaciones en el área Cañón de Alaminos; de ellas, entre cuatro o quizá cinco, han descubierto hidrocarburos [5]. Al parecer el campo descubierto más importante es **Great White**. No existen evaluaciones desagregadas de las reservas descubiertas por campo pero contamos con las cifras de las expectativas de producción para tres de esos campos y estimaciones de la reserva descubierta y el potencial **del conjunto de la formación productora**: las arenas Wilcox del Terciario Inferior.

A continuación, en la Figura 1, se presenta un croquis de un fragmento de Alaminos, mostrando los bloques cercanos a la frontera con México, en los que se ubican todos los campos descubiertos: Trident, Great White, Gotcha, Tobago, Sivertip y Tiger. Véase que el bloque 951 de Chevron, al oriente de Trident, se presenta sin indicaciones, en él se encuentra el pozo Toledo.

Figura 1- Fragmento de los Alaminos.

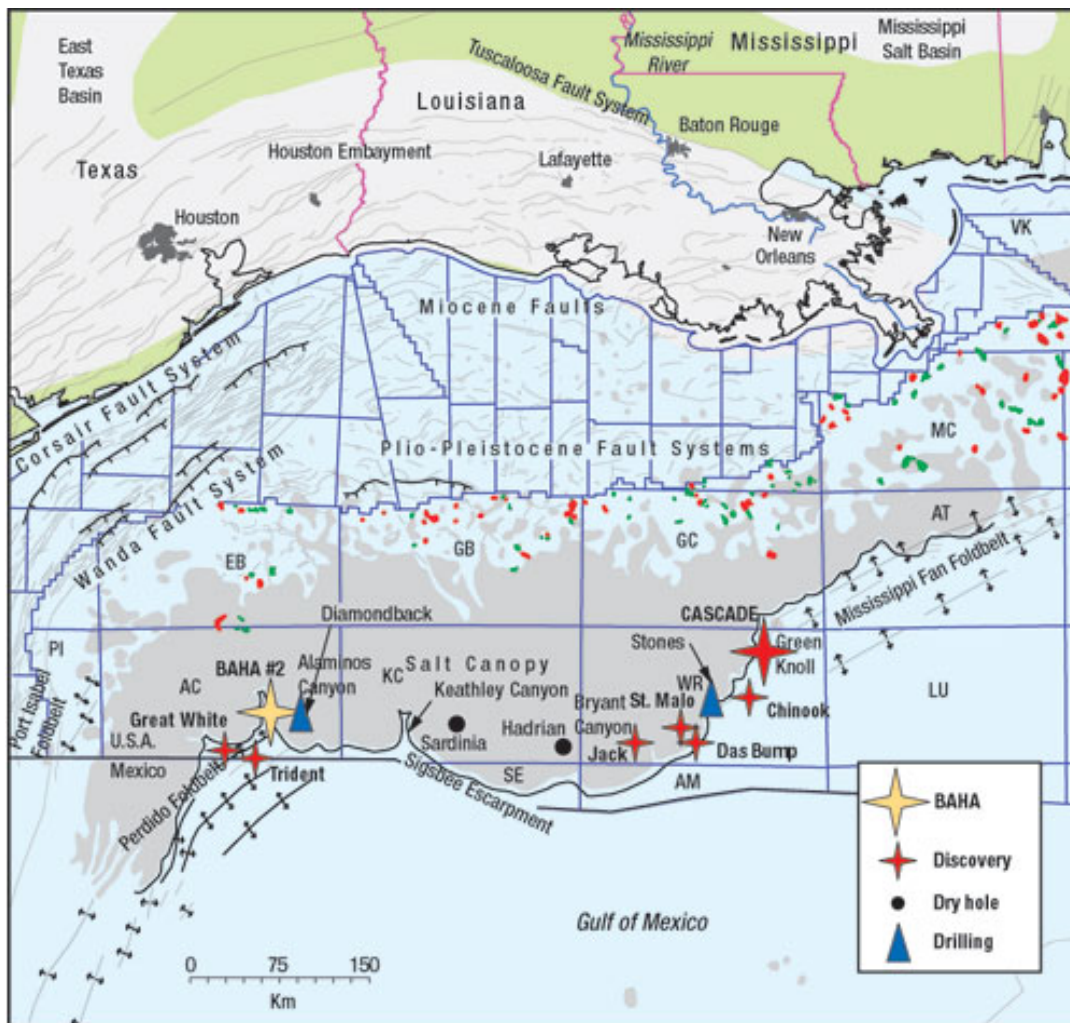
	457	458	459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477
C	KERRMAC	HESS	HESS	HESS	HESS	BP	SHELL	CHEVRON		SHELL	SHELL			SHELL				SHELL	SHELL	CHEVRON	
D	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521
	HESS	KERRMAC		HESS		SHELL	SHELL	SHELL	CHEVRON		SHELL	SHELL		SHELL				UNION	UNION		
E	545	546	547	548	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565
C	MAXUS	MAXUS	KERRMAC	KERRMAC	SHELL	SHELL	SHELL	SHELL	CHEVRON											KERRMAC	
D	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602	603	604	605	606	607	608	609
E	MAXUS	MAXUS	KERRMAC	KERRMAC	KERRMAC	KERRMAC	SHELL	SHELL	SHELL				SHELL		SHELL	SHELL	SHELL				
F	633	634	635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647	648	649	650	651	652	653
	MAXUS	MAXUS	KERRMAC	KERRMAC	KERRMAC	SHELL	SHELL	SHELL						CHEVRON	CHEVRON						
G	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688	689	690	691	692	693	694	695	696	697
	MAXUS	MAXUS	KERRMAC	SHELL	SHELL	SHELL	SHELL	SHELL	CHEVRON		BP	SHELL		SHELL	SHELL	SHELL					
H	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741
	MAXUS	MAXUS	MAXUS	MAXUS	EXXON	SHELL	SHELL	SHELL	CHEVRON	CHEVRON	EXXON	CHEVRON		SHELL	CHEVRON	KERRMAC					
I	765	766	767	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784	785
	MAXUS	CONOCO	SHELL	SHELL	SHELL	SHELL	CHEVRON	CHEVRON		CHEVRON	CHEVRON	CHEVRON	SHELL	SHELL	SHELL	KERRMAC	KERRMAC				
J	809	810	811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829
	SHELL	CONOCO	EXXON	SHELL	SHELL	SHELL	SHELL	SHELL	SHELL	SILVERTIP	TIGER	CHEVRON	CHEVRON		CONOCO	KERRMAC					
K	853	854	855	856	857	858	859	860	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873
	SHELL	SHELL	GOTCHA	GOTCHA	GREAT WHITE	SHELL	SHELL	TOBAGO	UNION	CHEVRON	SHELL			CONOCO	CONOCO						
L	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911	912	913	914	915	916	917
	EXXON	SHELL	SHELL	SHELL	UNION	UNION	UNION	UNION	UNION	UNION	SHELL	SHELL	SHELL	SHELL							
				ALAMINOS CANYON																	
M	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960	961
	SHELL	SHELL	CONOCO	SHELL	MARATHON	UNION	UNION	UNION	UNION	CHEVRON		SHELL	SHELL	ENE	CHEVRON						

Fuente: Offshore, 2006.

A partir del primer descubrimiento las perforaciones exploratorias se intensificaron. Shell, Chevron y otras compañías se trasladaron en búsqueda de las extensiones de la formación

geológica a las áreas contiguas hacia el oriente. Estas áreas son llamadas Cañón Keathley y Estructuras Walker. La Figura 2 muestra la mayoría de esos pozos.

Figura 2. UBICACIÓN APROXIMADA DE LOS POZOS EN ALAMINOS, KEATHLEY CANYON Y WALKER RIDGE.

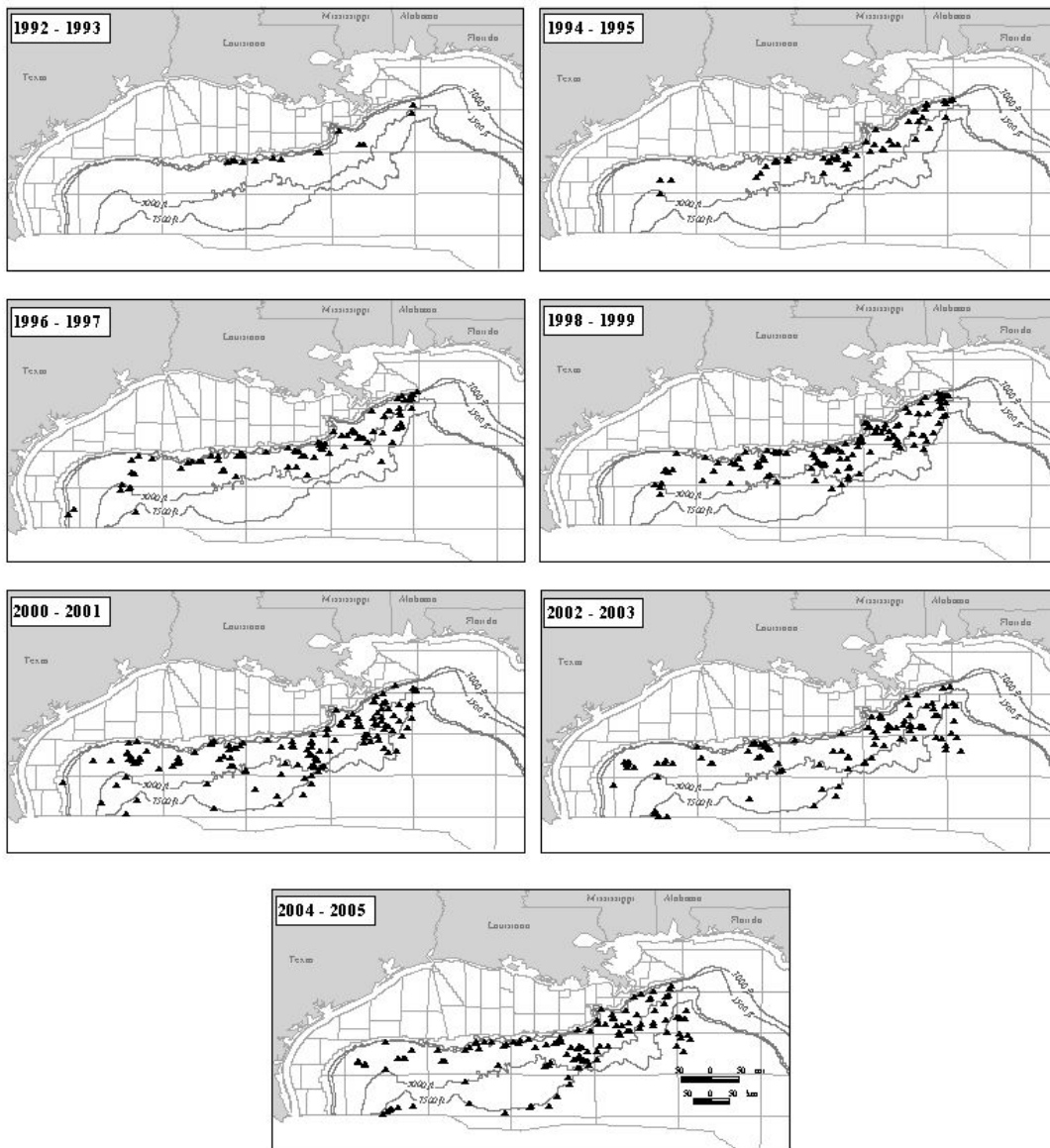


Fuente: Dave Meyer et al., "Emergence of the Lower Tertiary Wilcox Trend in the Deepwater Gulf of Mexico", *World Oil*, mayo de 2005 ([www.worldoil.com](http://www.worldoil.com)).

Para reforzar nuestro intento de ilustrar este avance de las perforaciones exploratorias en las tres áreas mencionadas, en la Figura 3, presentamos la siguiente colección de pequeños mapas que nos muestran que, al comenzar la década de los noventa,

ninguna perforación de exploración había sido realizada. En 1994-1995, se presentan las primeras y, a partir de 2001, las perforaciones se multiplican en Alaminos, Kathleen Canyon y Walker Ridge.

Figura 3- POZOS DE EXPLORACION EN AGUAS PROFUNDAS DE LOS EE UU, 1992-2005.



Fuente: MMS, 2006

En resumen, a partir del éxito en Trident, de 2001 a diciembre de 2007, se han realizado en Alaminos, probablemente 18 (**dieciocho**) perforaciones de **exploración** y se han descubierto 4 campos, quizá 5. La formación geológica productora es, arenas del terciario, llamadas Wilcox, que **también se encuentran en tierra** en campos de

Texas y, en México en las cuencas Tampico-Misantla y Chicontepec.

La Tabla 1 resume las informaciones dispersas, contradictorias algunas, sobre perforaciones en el Cinturón Plegado Perdido al Sur de Alaminos.

Tabla 1- POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS EN EL CINTURÓN PLEGADO PERDIDO.

No.	Fecha	Pozo o nombre del campo y/o proyecto y num. del bloque	Profundidad de agua (metros).	Empresas participantes y/o operadora	Observaciones
1	1996, 23 de mayo	BAHA #1, bloque 600	2,321	<b>SHELL CHEVRON EXXON BP</b>	<b>SUSPENDIDO POR ACCIDENTE MECÁNICO</b>
2	2001, Marzo.	BAHA #2, bloque 557	2,375	<b>SHELL CHEVRON EXXON BP</b>	NO COMERCIAL
3	2001, 1 de Julio	TRIDENT #1, bloque 903	2,953	UNOCAL hoy <b>CHEVRON</b>	NO HAY TECNOLOGÍA DE EXPLOTACIÓN
4	2001, diciembre	TRIDENT #2, bloque 903	2,965	¿?	NO HAY TECNOLOGÍA
5	2002, noviembre	TRIDENT #3, bloque <b>947</b>	¿?	¿?	NO HAY TECNOLOGÍA
6	2002, Sep., 13	GREAT WHITE, bloque 857	2,441	<b>SHELL CHEVRON BP</b>	Planes de producción para 2009
7	¿?	GREAT WHITE, bloque 857	2,657	<b>SHELL CHEVRON BP</b>	NO HAY TECNOLOGÍA DE DESARROLLO
8	¿?	GREAT WHITE ¿bloque?	¿?	<b>SHELL CHEVRON BP</b>	¿?
9	¿?	GREAT WHITE ¿bloque?	¿?	<b>SHELL CHEVRON BP</b>	¿?
10	¿?	GREAT WHITE ¿bloque?	¿?	<b>SHELL CHEVRON BP</b>	¿?
11	2003, Noviembre 16	TOLEDO, bloque 951	<b>3,051</b>	<b>CHEVRON TEXACO TRANSOCEAN</b>	<b>HOYO SECO</b>
12	2004, Mayo 5	TOBAGO, bloque 859	2,934	<b>CHEVRON SHELL</b>	NO HAY TECNOLOGÍA DE

				NEXEN	EXPLOTACIÓN
13	2004, Agosto	SILVERTIP, bloque 815	2,812	CHEVRON SHELL	NO HAY TECNOLOGÍA DE EXPLOTACIÓN
14	2004,. Marzo	TIGER, bloque 818	2,744		NO HAY TECNOLOGÍA
15	2005, Abril	DIAMONDBACK , bloque 739	¿?		<b>SIN INFORMACIÓN</b>
16	2006, Abril 27	GOTCHA # 1, bloque 856	2,316	TOTAL	<b>SIN INFORMACIÓN</b>
17	2006, Julio 12	GOTCHA # 2	¿?	TOTAL	<b>SIN INFORMACIÓN</b>
18	¿?	HAMMEREHAD, bloque 943	¿?		<b>SIN INFORMACIÓN</b>

Fuente: elaborado por el autor con datos de MMS, Report 2006 e informaciones de las empresas petroleras, para los tres campos cuyo desarrollo se ha anunciado: Chevron, "Chevron Announces it is proceeding With a Major Oil Field Development Project in the U.S. Gulf of Mexico's Ultradeep Water", News Release, 26, october, 2006.

Subrayamos que la información a la que se puede acceder es incompleta y aún contradictoria. Pemex ha señalado a los pozos **Toledo** y **Hammerehad** entre los probables transfronterizos en fechas tan recientes como el año pasado [6]; empero, desde 2004 la prensa petrolera especializada lo había reportado como un fracaso, Toledo resultó hoyo seco. En algunos reportes también ha señalado a Baha cuyo fracaso se ocultó por años.

Estas imprecisiones aparecen incluso en documento internos de la paraestatal. Existen otras contradicciones que por el momento no podemos resolver [7]. En el cuadro anotamos cinco pozos en Great White pero para ser precisos solo algunas fuentes apoyan el dato, entre ellas el periodista petrolero Ray Tyson de Petroleum News, ninguna

información del gobierno de los EE. UU. o de las empresas permite apoyarla con más seguridad [8].

Sobre Hammerehad aún no se ha publicado ningún reporte oficial del gobierno de Estados Unidos. Desde luego, la absolutamente imprescindible compulsión de fuentes entre la información de las empresas del MMS y otras permitirá modificar o ratificar en el futuro.

Concluimos este inciso señalando que **los únicos pozos en un bloque contiguo, o adyacente a la línea fronteriza con México son los Trident**. Todas las otras perforaciones y campos están en bloques distantes a la línea fronteriza. Los pozos y campos de Katleen Canyon y Walker Ridge no están contiguos; al sur de estas áreas se encuentran dos áreas llamadas "Sigsbee Scarpment" y "Amery Terrace".

## 2. BARRERAS TECNOLÓGICAS QUE IMPIDEN EXTRAER HIDROCARBUROS A MÁS DE 2 418 METROS

Pasemos ahora a examinar otro aspecto, sobre uno de los problemas tecnológicos más apasionantes de la actual industria petrolera. ¿Cuántos y cuáles de estos campos descubiertos están produciendo? La sorprendente respuesta para quien por primera vez se acerque al tema, es que **ninguno**. Ningún campo descubierta en Perdido o las otras áreas profundas

donde se han realizado descubrimientos a más de 2 400 metros están produciendo.

Ningún campo descubierta en esas profundidades está produciendo porque existen barreras tecnológicas que lo impiden. Desde luego, la demora en el arranque de la extracción implica pérdidas para Shell, Chevron, BP, Unocal [9] y otras empresas que realizaron las perforaciones.

## 2007 energía 8 (99) 26, FTE de México

La extracción o desarrollo de un campo es más complicada que la simple perforación de un agujero porque implica la instalación de aparejos de producción. En el caso, puede ser una **unidad flotante** (FPS, por sus siglas en inglés) o un sistema de producción submarina llamado “Spar”. Este último tiene que ser anclado en el lecho marino, los “árboles” con las válvulas de control también se instalan en el lecho marino deben construirse e instalarse sistemas de tuberías, flexibles y rígidas, y equipos de recolección en el lecho marino, mangueras llamadas “tubos umbilicales”. En el caso de sistemas satelitales, que recogen la producción a una instalación central, así como otros equipos de separación y proceso en la superficie, además, una parte del sistema debe operar con equipos de control automatizados capaces de funcionar a las presiones

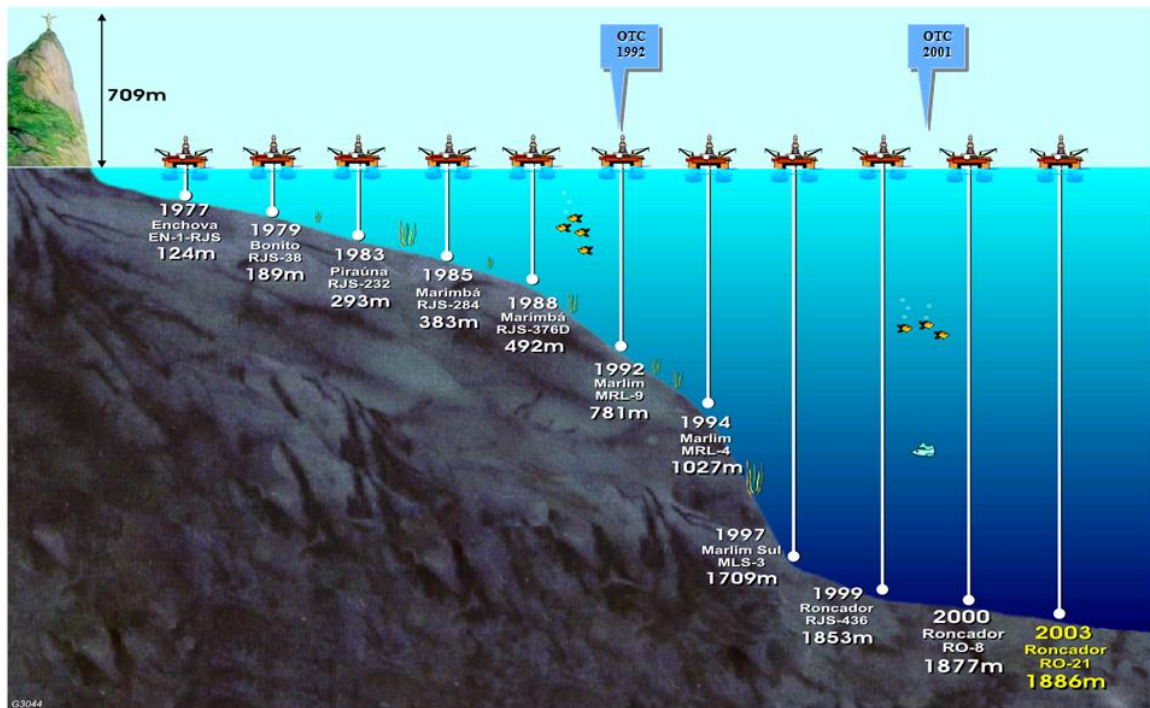
de una columna de agua de más de 2,400 metros y a bajísimas temperaturas. En suma, **es un problema mucho más complicado que solo abrir el pozo**, de ahí que tenemos que estudiar los avances en esta otra esfera: **la tecnología de extracción**.

Para ir ilustrando los progresos en esta rama, la de tecnología de desarrollo, comenzaremos mostrando en la Figura 4 los progresos de Petrobras, una gran empresa líder en tecnología costa afuera. Empezó hace más de 30 años, con un pozo en 124 metros de profundidad de agua y, a la fecha, sus instalaciones de producción les permiten alcanzar hasta 1,886 metros, están haciendo progresos y esperan alcanzar hasta 2,000 metros en los próximos años pero, por el momento, para Petrobras, el límite tecnológico se ubica en 1,886 metros [10].

Figura 4- PROGRESOS DE PETROBRAS EN LA TECNOLOGIA DE DESARROLLO DE SUS CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS.

40

## Petrobras' Records in Completion/Production and Exploration Drilling Offshore



Fuente: Profesor Ildo Luis Sauer, Universidad de Sao Paulo, Instituto de Electrotecnia e Energia, Experiencias internacionales Petrobras-Brasil, Presentación en el I Simposio Problemática Energética de cara al Siglo XXI, UNAM, México, 13 de febrero de 2008.



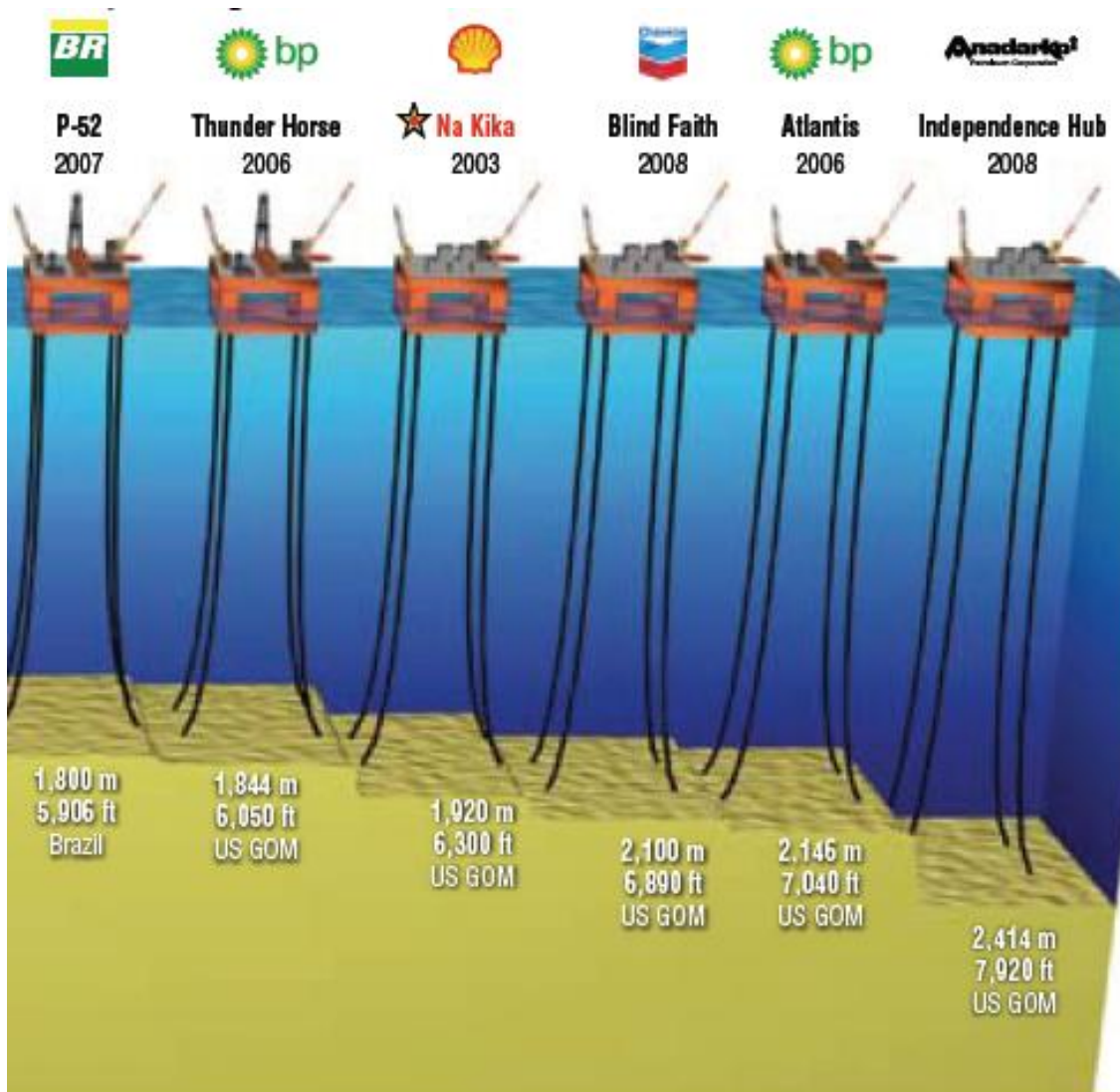
Para resumir, digamos que son los ingleses de la Shell y Britihs Petroleun, así como las estadounidenses Chevron y Exxon, las **únicas empresas que han logrando tecnología para explotar** campos en profundidades mayores a los 2,400 metros.

La Figura 5 muestra los avances a la fecha en los Estados Unidos, el nombre del proyecto o del

campo y las profundidades de agua, desde los 1, 800 metros a los 2,414, en el proyecto más avanzado, el “Independence Hub”, que arrancó producción el pasado septiembre de 2007, hace solo cinco meses, en un área cercana a la costa de Luisiana. Subrayamos la lentitud de los avances.

La Tabla 2 muestra el record de desarrollo de campos en aguas ultraprofundas.

Figura 5- AVANCES DE LA TECNOLOGIA DE EXPLOTACION EN EL GOLFO DE MEXICO.



Fuente: Offshore, 2007.

Tabla 2- RECORDS DE DESARROLLO DE CAMPOS EN AGUAS ULTRAPROFUNDAS.

PROYECTO/FECHAS DE DESCUBRIMIENTO DEL CAMPO Y FECHA DE ARRANQUE DE OPERACIONES	TIRANTE DE AGUA. (pies)	TIRANTE DE AGUA. (metros)
<b>KEPLER</b> Campo descubierto el 31 de agosto de 1997, entró en operaciones en 2004 en Mississippi Canyon.	5,759	1,755
<b>ARIEL</b> Campo descubierto el 20 de noviembre de 1995, entró en operaciones en 2004 en Mississippi Canyon	6,240	1,902
<b>EAST ANSTEY</b> Campo descubierto el 12 de noviembre de 1997, entró en operaciones en 2003 en Mississippi Canyon 607	6,590	2,009
<b>HERSHELL</b> Campo descubierto el 1 de julio de 1989, entró en operaciones en 2003 en Mississippi Canyon bloque 522	6,739	2,054
<b>FOURIER</b> Campo descubierto el 1 de julio de 1989, entró en operaciones en 2003 en Mississippi Canyon, 695	6,950	2,118
<b>ACONCAGUA</b> Campo descubierto el 21 de febrero de 1999, entró en operaciones en 2002 en Mississippi Canyon 305	7,100	2,164
<b>CAMDEN HILLS</b> Campo descubierto el 4 de agosto de 1999, entró en operaciones en 2002 en Mississippi Canyon, 348	7,216	2,199
<b>COULUMB</b> , Campo descubierto el 1 de noviembre de 1987, entró en operaciones en 2004 en Mississippi Canyon	7,591	2,314
<b>INDEPENDENCE HUB PROJECT.</b> Arrancó operaciones en septiembre de 2007, comprende unos 12 campos también al Norte del Golfo de México, en el Cañón de Misisipi, bloque 920.	8,000	<b>2,438</b>

Fuente: Elaboración del autor con datos oficiales del gobierno de los Estados Unidos.

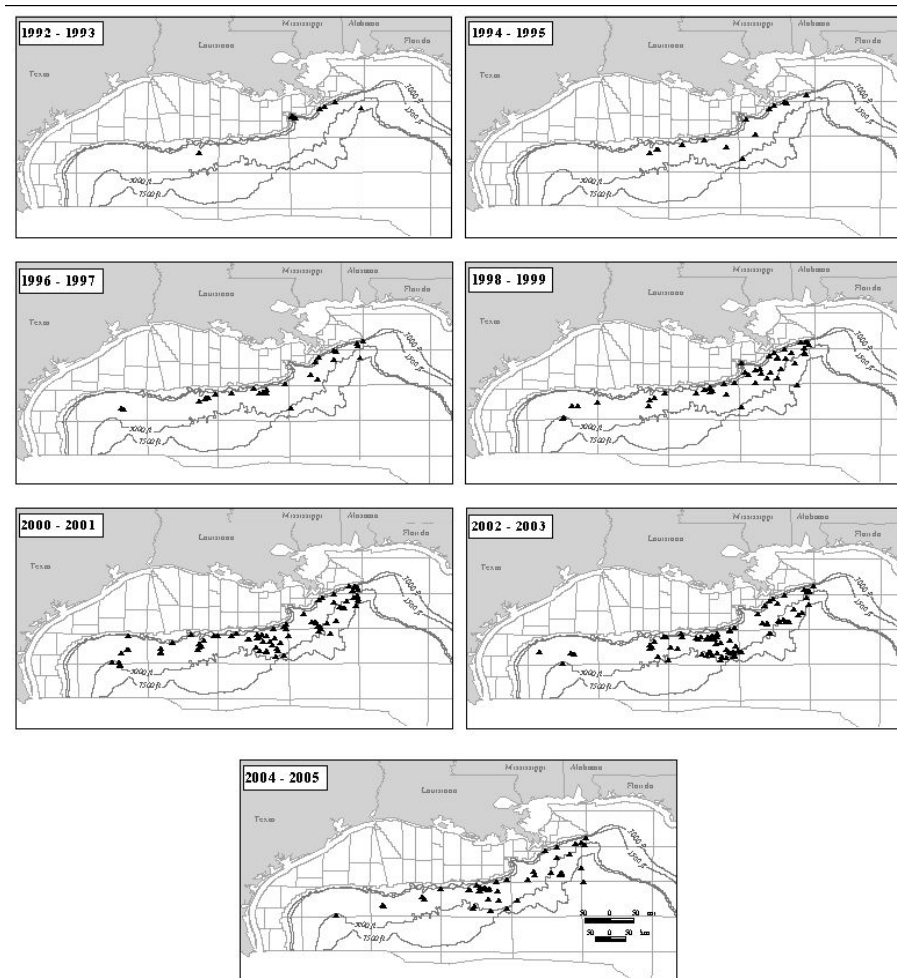
Los reportes e informes relativos a los sistemas de producción, y sus progresos, son un aspecto muy importante porque, cuando un proyecto

pasa a la fase de diseño y construcción, los activos, la situación financiera y las calificaciones crediticias de las empresas, así como, otros

indicadores relacionados con 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 (SEC). Nuestro método consiste en considerar toda información como provisional, someterla a múltiples compulsas y considerar, como único dato duro, las cifras de producción.

Podemos concluir este inciso dejando perfectamente aclarado que en el campo Trident se ha descubierto crudo, pero los equipos para sacarlo aún permanecen a **más de 500 metros de distancia del yacimiento** y, hoy, es imposible subirlo a la superficie. Desde luego se realiza una intensa investigación pero nadie puede decir cuándo se resolverán los problemas [11]. En la Figura 6 se indican mapas que muestran campos en desarrollo.

Figura 6- MAPAS QUE MUESTRAN CAMPOS EN DESARROLLO: OBSERVESE QUE EN NINGUNA DE LAS GRANDES AREAS CONTIGUAS A LA FRONTERA CON MEXICO EXISTEN CAMPOS EN EXPLOTACION O PRODUCIENDO.



Fuente: MMS, 2006

Podemos concluir que la intensa campaña sobre la pérdida de hidrocarburos de México como resultado de las actividades de las petroleras en la

franja cercana a la frontera con nuestro país en el Golfo de México oculta que, en el campo Trident, **desde 2001 todos los trabajos se encuentran**

2007 energía 8 (99) 30, FTE de México **suspendidos. El campo está parado porque no hay tecnología para explotar a casi 3,000 metros de profundidad de agua.** Las declaraciones de Labastida, que hemos citado, son erróneas porque suponen que **basta perforar para que el pozo comience a producir.** Así podemos concluir que,

todos los pozos en tirantes arriba de 2,400 metros, también se encuentran sin producir.

Subrayemos, muy enfáticamente, que todo lo anterior no equivale a negar la importancia de los descubrimientos o desconocer que existe un importante potencial.

### 3. EL ANUNCIO DE PLANES DE DESARROLLO DE TRES CAMPOS DE CAÑÓN DE ALAMINOS

Precisemos un poco. No están en desarrollo en este momento, marzo de 2008, pero ¿arrancarán actividades en 2010 como asegura la Secretaria Georgina Kessel?

En octubre de 2006, la prensa petrolera difundió una sorprendente noticia: Chevron, Shell y British Petroleum anunciaron los **planes de desarrollo** para los **primeros tres** campos del área Perdido: Great White, Tobago y Silvertip. Lo sorprendente era que los dos últimos se encuentran en tirantes de más de 2,900 metros de profundidad de agua. ¿Habían encontrado respuesta para superar las barreras tecnológicas que hemos visto en las páginas anteriores? Las informaciones fueron escasas y, como veremos, contradictorias. Los primeros reportes señalaron que esperaban **anclar** las instalaciones de recolección, en una profundidad de alrededor de 8 000 pies, es decir 2, 438 metros, la misma profundidad del Proyecto Independencia Hub, y planeaban conectar las válvulas de Silvertip y Tobago mediante tuberías en el lecho marino [12].

Se esperaban nuevas informaciones en la Offshore Technology Conference de abril-mayo de 2007 pero solo hubo un decepcionante silencio. Nueve meses más tarde del primer anuncio, una pequeña empresa texana de servicios, “Williams Co. Inc.”, anunció que se encargaría de construir las instalaciones de producción flotantes (floating production facility) y las tuberías de lo que llamó el “Perdido North Project” y anunció que iniciaría los trabajos en enero de 2008 [13]. Pero, contradictoriamente, en los reportes anuales de Chevron, sobre sus presupuestos de inversiones en 2007 y 2008 solamente incluyen a Great White [14].

Ni la agencia del gobierno, MMS, ni las publicaciones que hacen reportes anuales sobre los proyectos petroleros en curso, como Petroleum

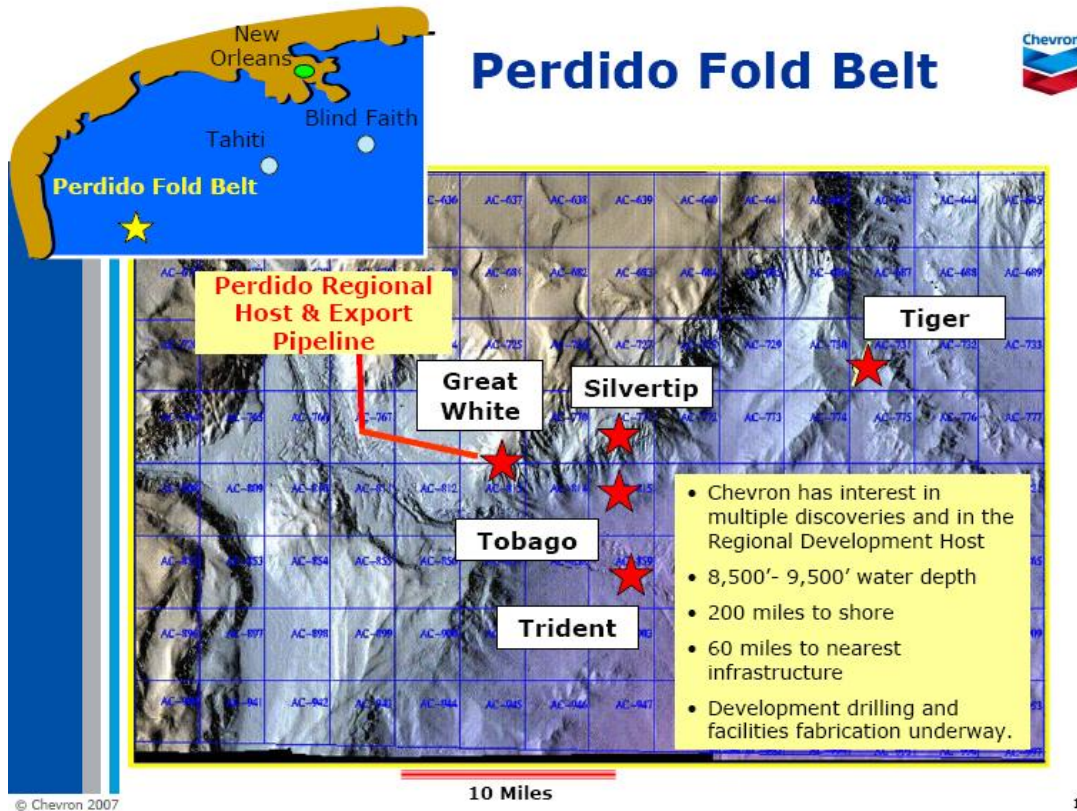
Economist, hacen referencia a los dos campos más profundos (Silvertip y Tobago) limitándose a señalar exclusivamente a Great White.

La última noticia al respecto **parece** informar que Williams Co. Inc. ha sido reemplazada y que la nueva compañía encargada del diseño y construcción del sistema de producción y los ductos para Great White es la francesa “Technip” cuyas fábricas están en Mobile Alabama [15]. Los informes insisten en que los equipos de recolección de la producción serán instalados en una profundidad de agua de “alrededor de 8 mil pies”, es decir los 2,438 metros, no mencionan a los campos más profundos como Tobago y Silvertip.

¿Qué podemos concluir de lo anterior? Que el único sustento de la propaganda y las informaciones que difunde SENER, sobre el inicio de la extracción petrolera en los campos situados cerca de la frontera, son algunos anuncios contradictorios de algunas empresas. Las instituciones reguladoras de los Estados Unidos, en este caso la SEC, prohíbe difundir las expectativas de las empresas, para no crear distorsiones o falsas expectativas entre los inversionistas y compradores de bonos en los mercados de dinero.

Es muy improbable que el “Perdido North Project”, como lo llamaba Williams Co. Inc., se inicie con **un solo campo**, aunque sea de la magnitud que Great White parece tener. Si no existe tecnología para el desarrollo de campos en más de 2,900 metros podríamos anotar en nuestras conclusiones que el desarrollo de Trident no es inminente. La Figura 7, tomada del reporte 2007 de Chevron, nos muestra la ubicación de los tres campos sobre los que hemos insistido. Nótese que se ubican en bloques no adyacentes a la línea fronteriza y al norte de Trident.

Figura 7- UBICACION DE LAS INSTALACIONES PROYECTADAS PARA EL DESARROLLO DE GREAT WHITE.



Fuente: Chevron, Report 2007, San Ramón, Calif., 2008.

#### 4. INVESTIGACION DE PEMEX SOBRE EL AREA PERDIDO

Pasemos ahora al lado mexicano frente a Trident. ¿Qué sabemos sobre el área contigua a Trident pero en aguas de la Zona Económica Exclusiva de México?, ¿Qué se conoce sobre el subsuelo al sur del campo Trident?

Sin duda puede afirmarse que la **formación productora** se extiende en aguas mexicanas. Hay un sistema petrolero activo, montado a ambos lados de la línea fronteriza, pero la seguridad de que también se encontrarán trampas estructurales o estratigráficas en las que quedó atrapado un yacimiento, estrictamente hablando, solo se sabrá hasta que se perfora, como lo demostró la amarga experiencia de Toledo, **pero existe una**

**probabilidad muy alta de que ello ocurra.** Las hipótesis geológicas, hemos dicho, **solo se confirman con la barrena.**

Sobre los yacimientos transfronterizos Pemex no ha informado con seriedad y respeto a la comunidad de las Ciencias de la Tierra. En una presentación en el Senado, entregó una definición de yacimientos transfronterizos completamente ambigua, ininteligible, como puede leerse a continuación en la Figura 8. Lo más sorprendente del mapa, que ahí se incluye, es que **ilustra como ejemplo de los yacimientos transfronterizos ¡a las áreas completas de las dos Donas!**

Figura 8- MAPA PRESENTADO POR PEMEX AL SENADO DE LA REPUBLICA.



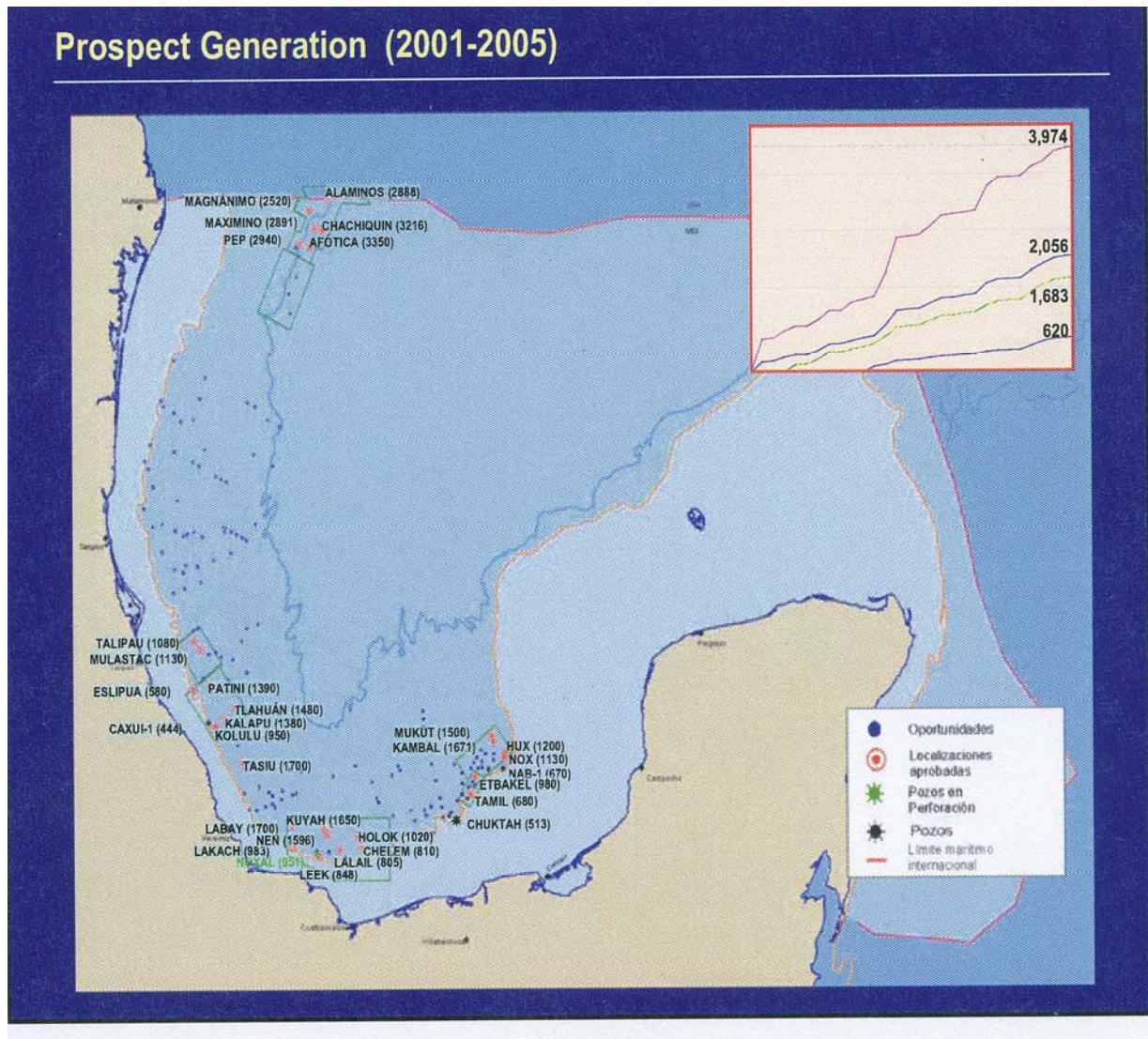
Fuente: Senado de la República, disponible en [http://www.senado.gob.mx/comisiones//LXenergia/content/foros/docs/carlos\\_morales.pdf](http://www.senado.gob.mx/comisiones//LXenergia/content/foros/docs/carlos_morales.pdf)

La información necesaria es la relativa a las estimaciones de las extensiones, en México, de la formación Wilcox, que ya demostró ser productora del otro lado de la frontera. Ese estudio comienza con el acopio y estudio de la abundante bibliografía sobre el Cinturón Plegado Perdido y luego con sísmica, 2D, 3D y otras técnicas de adquisición de información sobre el subsuelo. Desde luego, la única que nos arrojará información irrefutable es la **perforación**.

Aún no hemos perforado pero, en Pemex, llevamos ya más de diez años estudiando el Cinturón Perdido. Uno de los primeros estudios sobre esa área se realizó por PEP para la Secretaría de Marina, Armada de México, **desde 1996**. En 1998, 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; para 2004, ya se tenían otros 10 mil kilómetros cuadrados con levantamientos sísmicos; y, para 2006, la cifra se había elevado a más del doble. En la investigación y 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 se tenían identificados cuatro cuerpos geológicos transfronterizos y dos años más tarde, en 2006, Pemex presentó en Houston, Texas, los mapas con la ubicación y los datos de **seis localizaciones mexicanas de perforación en el área mexicana del Cinturón Plegado Perdido** [16]. Desde luego, comprendía un resumen de los trabajos de sísmica y las profundidades de agua [17].

Figura 9- SEIS LOCALIZACIONES DE PERFORACION EN PERDIDO.



Fuente: Pemex Exploración y Producción, “Deepwater Exploration in Mexico”, Presentación en el Royal Norwegian Consulate, en Houston, Texas, March 6 th, 2006

En la Figura 6 se indican las localizaciones de Perforación en Perdido. En la Tabla 3, se presenta los datos de las **seis localizaciones de**

**perforación**, presentadas por Pemex en Houston, en la parte mexicana del área del Cinturón Perdido, es decir, frente al campo Trident.

Tabla 3- LOCALIZACIONES MEXICANAS EN EL ÁREA PERDIDO, FRENTE A TRIDENT.

Localización	Profundidad de agua
1. MAGNÁNIMO	2,520
2. ALAMINOS	2,888
3. MAXIMINO	2,891
4. PEP	2,940
5. CHACHIQUÍN	3,216
6. AFÓTICA	3,350

Fuente: 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 la misma información en el artículo ya mencionado de Lyle en Heart’s E&P].

Estas son las localizaciones mexicanas en la formación geológica transfronteriza que el gobierno pretende se perforen en asociación con las transnacionales. Dos de ellas son localizaciones **inaccesibles por su profundidad**. En ningún lugar del mundo se ha logrado perforar a más de 3,050 metros.

¿Es urgente para México que Pemex perforo las localizaciones “Magnánimo”, “Alaminos”, “Maximino” y “Pep”, entre 2,520 y 2,940 metros de profundidad de agua? ¿Es urgente perforar pozos que, **aunque fueran exitosos**, no existe tecnología

para explotarlos? ¿Para la perforación de esos pozos debe modificarse la Constitución de 1917?

En el caso de tener éxito ¿Pemex también se quedaría con los pozos abandonados, paralizados, aguardando que se desarrolle la tecnología de explotación?

¿Sería una inversión que quedaría congelada esperando que se desarrolle tecnología?, ¿Se propone perder dinero, realizar una inversión cuya recuperación estaría pendiente por un tiempo indeterminado?

## 5. REFORMA CONSTITUCIONAL CON NOMBRE Y APELLIDO

Un asunto sobre el que la propaganda insiste es que se asociaría con empresas estatales, como Petrobras y las noruegas. Desde luego nadie puede negar que esas empresas han logrado convertirse en líderes en la exploración, perforación y explotación de campos marinos en aguas profundas. Una comisión del

Senado ha visitado esos países pero no preguntaron sobre una cuestión clave: la tecnología.

Como vimos en la Figura 5, la tecnología brasileña de desarrollo de campos se encuentra **en el límite de 1,800 metros**. Estudios recientes aseguran que, apenas aspiraba a alcanzar los 2,000 metros de profundidad de agua para el año 2010 [18].

## 6. LA “UNITIZACION” ¿ES LA PRIMERA Y ÚNICA MEDIDA QUE DEBE ADOPTAR MÉXICO?

Desde el sexenio anterior, con el peculiar estilo de lanzar globos sonda, los voceros del gobierno pregonan que la solución al problema de los yacimientos transfronterizos es la “**unitización**” y, por consiguiente, la reforma de la Constitución.

La unitización significa la explotación del yacimiento transfronterizo como una sola unidad y un operador único, tiende a evitar la competencia, que dañaría al yacimiento, si distintas compañías extraen por separado cada una dentro de sus



fronteras. La unitización o explotación conjunta implica la reforma del artículo 27 de la Constitución.

¿Existen otras soluciones? o, ¿mientras no se llegue a un acuerdo “seguiremos perdiendo hidrocarburos”, como asegura el Senador Labastida?

Los litigios, las formas de acuerdo en controversias, es un terreno que pertenece a los juristas pero daremos algunas informaciones sobre experiencias internacionales respecto a yacimientos transfronterizos.

En un reciente trabajo el Doctor Javier Estrada [19] enumera algunas experiencias internacionales, en el caso de Austria y Checoslovaquia. Lo primero que hicieron, antes de consumir un “matrimonio ineludible”, “un matrimonio de conveniencia”, antes de modificar sus leyes fundamentales, fue **conocer el problema, estudiarlo**. Esos dos países acordaron formar una **Comisión Técnica Binacional, sin referirla a un área geográfica determinada**, para definir cuáles y dónde se localizaban los yacimientos comunes de petróleo y gas natural.

Dicha **Comisión Técnica Binacional**, estaba dotada de autoridad para estimar la extensión y el volumen de **los recursos in situ** [20].

El mismo trabajo del Dr. Estrada nos permite conocer una variante en el caso del Mar del Norte, Noruega y el Reino Unido en 1976, comenzaron con un **acuerdo para definir las áreas geográficas precisas donde se ubicaban los recursos transfronterizos** [21].

¿No sería más pertinente que, antes del “matrimonio por conveniencia”, México adoptando el ejemplo de esos países, definiera qué yacimientos son transfronterizos y dónde se ubican? Debemos considerar que los estudios de sísmica, sobre las localizaciones mexicanas, parecen indicar que los yacimientos mexicanos (Afótica, Maximino, Pep, y las otras localizaciones resultan exitosas), están a

## 7. EL LLAMADO EFECTO POPOTE

Debe comenzarse por despejar una confusión en el planteamiento: si se alude a la **posibilidad** de que, desde los Estados Unidos se realicen **perforaciones horizontales**, pozos con un tramo vertical de 2 mil ó 3 mil metros y, luego, un tramo horizontal de **otros 6 ó 7 mil metros para cruzar la línea**

2007 energía 8 (99) 35, FTE de México mayor profundidad, es decir, **se comparte la formación geológica pero no el mismo depósito**.

El Doctor Estrada menciona casos, en el que se estableció una zona de desarrollo conjunto pero subdividida en subzonas, en las que cada país desarrolla sus recursos; un esquema de ese tipo no requeriría de modificaciones a la Constitución. La República Federal Alemana y Holanda, en 1962, llegaron a un acuerdo para establecer una zona de desarrollo conjunto, dividida por una línea provisional que separó las dos sub-zonas, una para cada país. En otro caso se establecieron tantas subzonas como sean necesarias, como en el caso de Japón y Corea, en 1974 [22].

En los casos de yacimientos transfronterizos en países del sureste asiático, Australia, Papua y Nueva Guinea lograron acuerdos para establecer zonas protegidas. Australia e Indonesia lograron en 1989 **acuerdos de cooperación**, subrayamos con negritas para indicar que la explotación conjunta, la alianza estratégica o la unitización no son la única solución [23].

Dijimos que la unitización significa la explotación del yacimiento como una sola unidad y un operador único. Esta última podría mover libremente su personal y equipos de un lado y otro de la frontera, resolver los problemas de seguridad, inspecciones, impuestos, transferencia de derechos y otros asuntos. Señala Estrada que, en este tipo de acuerdos, usualmente participan múltiples inversionistas para diversificar el riesgo involucrado y las cláusulas de los acuerdos detallan los porcentajes que pertenecen a cada inversionista, basados en una variedad de factores **pero, sobre todo, en el capital invertido** [24].

El texto del nuevo tratado internacional, que ya redactó la Comisión de Silvia Hernández desde el sexenio de Fox, debería ser conocido ¿México aportaría recursos de inversión? o ¿solo los recursos del subsuelo?

**fronteriza y saquear a México, como lo planteaba el presidente Fox**, la rechazamos; perforaciones de ese tipo son inviables. Si fuera el caso, el procedimiento jurídico a seguir es cortar la tubería en el punto que penetra al subsuelo de México e iniciar un litigio para exigir el pago de lo

## 2007 energía 8 (99) 36, FTE de México

robado. Realmente es un planteamiento ridículo que solo un individuo tan obtuso como Fox pudo formular.

Aunque los spots no lo explican, por efecto popote puede entenderse también la afectación que sufre un depósito común con la extracción realizada en cualquiera de sus segmentos. Si un campo transfronterizo es explotado en alguno de sus sectores, el conjunto del yacimiento pierde presión y aún pueden darse fenómenos de migración de fluidos hacia la región perforada, donde los equilibrios internos han sido rotos y la presión interna se ha abatido. Este fenómeno se ha presentado en los yacimientos contiguos pero su ocurrencia depende de un conjunto de factores como la permeabilidad de las rocas, el radio de drenaje de los pozos, la existencia de fracturas en las formaciones geológicas. Antes de pasar a proponer

la reforma de Constitución son necesarios estudios concretos.

Las primeras perforaciones en el Cinturón Perdido, es decir los pozos Baha, tuvieron como objetivo rocas carbonatadas del Jurásico. Irónicamente, descubrieron una potente formación de arenas del Terciario Inferior, similares a las arenas de Burgos y de algunos estratos del área **Chicontepec**, ellos las llaman “arenas Wilcox”. Los pozos en esas formaciones tienen un radio de drenaje muy corto y las arenas se caracterizan por una fuerte cementación, son yacimientos compartimentados, en ellos no se presentan los fenómenos de comunicación de las calizas fracturadas.

En suma, lo que existe hoy son dos o tres agujeros perforados; son necesarias informaciones y estudios más completos.

## 8. FIN DE LA MORATORIA EN LA DONA OCCIDENTAL

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” [25], lamentablemente, aceptó que a México le correspondiera la parte más profunda, con tirantes de agua de 3,000 a 3,800 metros. En este momento no hay tecnología **de perforación** para intentar acercarse a esas profundidades, justamente llamadas la “Planicie Abisal”; desde luego, tampoco existe tecnología de explotación. Finalmente y no menos importante, en los archivos del Senado están las

evaluaciones que entregó Pemex del potencial de esa área Según Pemex, **no hay estructuras** por lo que estimó recursos **in situ**, muy pobres, de 2,500 millones. ¿Por qué pobres? Porque 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 tocaron a México y los 6,570 de los Estados Unidos.

De manera que, cuando en 2010 concluya la moratoria sobre una franja en la que hoy no se pueden realizar perforaciones, no ocurrirá nada, nadie puede perforar en más de 3 kilómetros de profundidad.

## 9. LA SITUACION EN LA DONA ORIENTAL

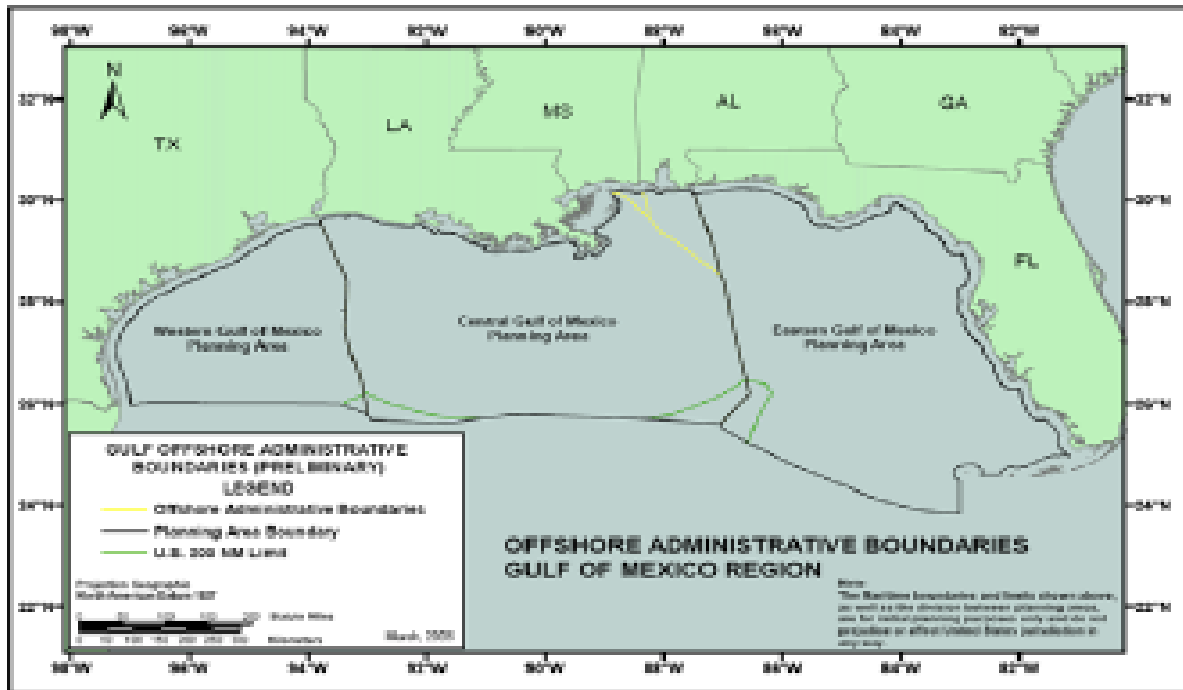
Un asunto distinto es el de la situación de la Dona Oriental. Recordemos que se ubica al norte de Yucatán, oeste de Florida y noroeste de Cuba. Ese espacio, legalmente, sigue siendo aguas internacionales sobre las cuales tienen derecho México, Cuba y los Estados Unidos pero, desde el año de 2006, el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

aguas patrimoniales de los EE. UU. declarándola como zona **disponible** para licitación [26].

Presentamos a continuación tres mapas para mostrar la situación actual de las Donas. La Figura 10 muestra con líneas verdes la parte de la Dona Occidental que correspondió a los EE.UU., en el tratado de 2000 y, también en líneas verdes, la superficie de la Dona Oriental.

Figura 10- LAS LINEAS VERDES INDICAN EL LIMITE DE LAS 200 MILLAS DE LOS ESTADOS UNIDOS.

### Border line of US territorial waters with Mexico in the GoM



Fuente: MMS, tomado de Javier Estrada, *ob. cit.*, 2007

El mapa anterior solo nos muestra el área de la Dona Oriental, una nota aclara que no implica la determinación de fronteras. En la Figura 11, un nuevo mapa nos muestra una reciente medida de W

Bush: la división en cerca de 30 mil bloques de sus aguas en el Golfo. El espacio de la Dona Oriental se presenta formando parte de una **nueva área** llamada "Florida Plain".

Figura 11- LA NUEVA DIVISION DE AREAS Y BLOQUES: MAPA SEÑALANDO NUEVAS AREAS DEL GOLFO DE MÉXICO EN LOS SECTORES CENTRAL Y OCCIDENTAL.

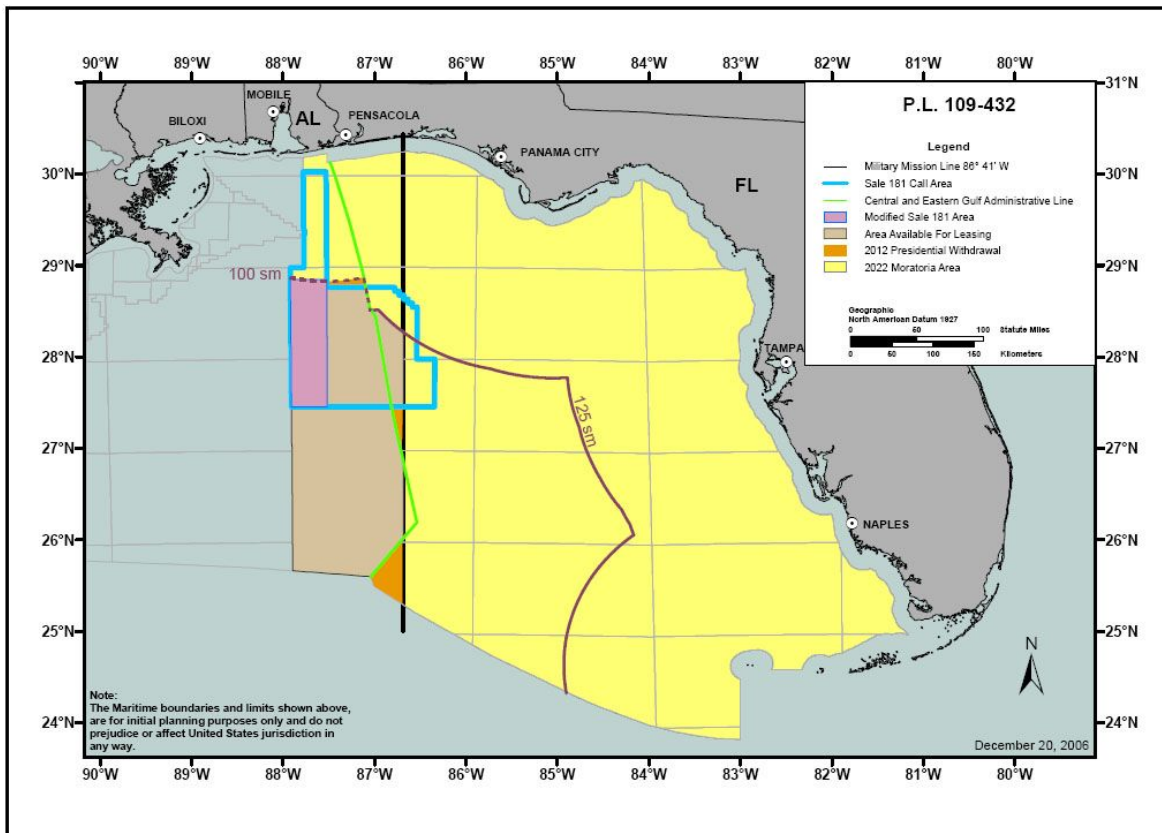


Fuente: MMS, Julio 2006.

Finalmente, el mapa de la Figura 12 nos muestra que, por lo menos una parte del espacio de la Zona Oriental, es presentada como área

“available for leasing”, es decir, “disponible para licitación”.

Figura 12- MAPA OFICIAL DEL GOBIERNO DE BUSH PRESENTANDO COMO "AVAILABLE FOR LEASING" EL AREA DE LA DONA ORIENTAL



Fuente: MMS, 2007.

## 10. PROPUESTAS

1. Es necesario un nuevo tratado o acuerdo con los Estados Unidos, para la distribución equitativa de la Dona Oriental, que implicaría la negociación de una nueva frontera en el Golfo de México, más allá de las 200 millas. México tiene que defender sus intereses en las aguas internacionales del Golfo de México. El nuevo tratado debe respetar los derechos de México y de Cuba, es un asunto urgente.
2. En relación a los yacimientos transfronterizos, repetimos las propuestas formuladas desde 2004 en el Seminario sobre el petróleo en el Golfo de México, organizado por el IIEc-UNAM: Pemex debe

acelerar sus preparativos para realizar, con sus propios recursos, o auxiliado con contratos de servicio, perforaciones profundas, incluida, **en el momento oportuno**, las perforaciones en las áreas fronterizas. La localización "Pep" se está estudiando desde el sexenio de Zedillo y se han gastado en su estudio decenas de millones de pesos.

3. Por otro lado, es necesario exigir a la Sener, Pemex y al Senado que informen permanentemente lo que saben sobre las actividades de las petroleras en la frontera en el Golfo de México y sobre el texto ya

## 2007 energía 8 (99) 40, FTE de México

avanzado del nuevo tratado que pretenden realizar.

4. El arranque de la producción en el campo Trident, no es inminente. De requerirse nuevos acuerdos al respecto, podrían ser de intercambios de información. Rechazamos los acuerdos de **unitización**.
5. Entretanto, Pemex debe informar ampliamente sobre las actividades **que ya están en curso** en aguas profundas al Sur del Golfo de México. Entre ellas, el proyecto más importante es el desarrollo de Lakach, en aguas de casi 1,000 metros de profundidad, frente a Catemaco. Este proyecto ahora denominado “Coatzacoalcos Marino”, dispone de algún presupuesto para su desarrollo aprobado en diciembre de 2007 por la Cámara de Diputados. Información de los EE.UU. permite asegurar que Pemex intenta apresurar su explotación. El pueblo de México debe ser enterado de estas actividades [27]. La

información objetiva y veraz es necesaria para tener un diagnóstico correcto y para que puedan formularse alternativas sólidamente apoyadas. **¿Abandonar toda actividad en las aguas profundas puede ser parte del programa de los obreros, los sindicatos y las fuerzas que empujan porque este país alcance grados de autonomía tecnológica?**

Por otro lado, todos los estudios de compañías extranjeras y del propio Pemex, coinciden en que el mayor número de oportunidades y los más altos volúmenes del potencial petrolero se encuentran en el proyecto Coatzacoalcos, hoy llamado Coatzacoalcos Marino, y otras cuencas profundas del Sureste. Continuar las actividades en éstas, **con personal y técnicos de Pemex**, podría permitirnos estar en mejores condiciones cuando verdaderamente los desarrollos de la tecnología de desarrollo de campos a profundidades de cerca de 3000 metros, coloquen en la agenda el problema de los yacimientos transfronterizos.

## REFERENCIAS

[1] “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. Cabe aclarar que Felipe Calderón, entonces al frente de la Secretaría de Energía, desmintió las aseveraciones.

[2] “Cuatro plataformas de EU **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 está 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.

[3] Véase, “La próxima batalla: reformar la Constitución para explotar yacimientos transfronterizos”, *Petróleo y Electricidad*, año 11, número 108, noviembre-diciembre de 2006.

[4] Se llama isobatas a la medida de la profundidad de la superficie del agua, al **lecho marino**. No tenemos un mapa detallado de las isobatas de Alaminos, por ahora, solo tenemos datos que permiten conjeturar que la profundidad se va acentuando hacia la frontera de México Abundaremos más adelante cuando examinemos datos del área del Cinturón Plegado Perdido en su franja mexicana.

[5] Las incertidumbres resultan de que, en el caso de Gret White, algunas revistas especializadas informan de cinco pozos pero la institución reguladora Mineral Managements Service, dependiente del Departamento del Interior no ha publicado los mismos números. En el caso de Trident, en tanto que la empresa perforadora Unocal informó de tres pozos, esa información no ha sido

confirmada por Chevron, la actual propietaria. Sobre los descubrimientos existe una situación similar, aún no se cuenta reportes oficiales sobre de pruebas de producción de algunos pozos.

[6] Carlos Morales Gil enlistó entre los probables yacimientos transfronterizos “sobre todo en el área Perdido, a Great White, Trident y Toledo, los cuales se encuentran impregnadas de hidrocarburos”, en la nota de Noé Cruz Serrano, “Pemex no va por alianzas estratégicas. En yacimientos compartidos, prevé plan conjunto con firmas externas”, El Universal, 29 junio de 2007.

[7] Por ejemplo: algunas fuente señalan a **Tobago** en el bloque 815 y a **Silvertip** en el bloque 771, a Great White en el bloque 874 y a Trident, en el bloque 859, como puede verse en un croquis de Chevron que publicamos líneas adelante y que contradice mapas de UNOCAL publicadas con anterioridad.

[8] Véase Ray Tyson, “Shell group chooses subsea pipelines over FPSO for offshore Perdido development”, Petroleum News, de Tulsa, Ok, Vol. 12, no. 32, week of august 12, 2007.

[9] En el cuadro sobre perforaciones de exploración señalamos que Unocal, realizó las perforaciones de los pozos Trident, el campo probablemente transfronterizo, entre 2001 y 2002, tres años más tarde Unocal enfrentaba dificultades económicas y se puso en venta, la China National Oil Offshore Corporation, pretendió adquirirla ofreciendo 18,500 millones de USD pero el gobierno de los EE UU impidió esa operación. Finalmente, Unocal fue adquirida por 17,000 millones [¿?] de USD por Chevron. Desde luego, no estamos en condiciones de afirmar que el fracaso de Unocal se deba exclusivamente al problema de Trident.

[10] Desde luego, en perforaciones de **pozos de exploración**, Petrobras supera esa marca y, a la fecha, podría alcanzar los 3,000 metros.

[11] El cuadro anterior muestra como hay campos que esperaron diecisiete años para el arranque de su producción, como Coulumb, descubierto en 1987 y que solo empezó a producir en 2004, cuando la tecnología pudo lograr la explotación en profundidades de 2, 314 metros. Pasaron **tres años** para que la tecnología avanzara otros 150 metros, como se confirmó en la última conferencia de la Offshore Technology Conference, celebrada en Houston, Texas, del 30 de abril al 3 de mayo de 2007, en los que anunciaron la inminencia del inicio de producción del Independence Hub Project en 2,438 metros. Véase nuestra amplia reseña del evento en “Inviabile por ahora, explotar yacimientos transfronterizos. Barreras tecnológicas para

2007 energía 8 (99) 41, FTE de México su desarrollo”, Petróleo y Electricidad, año 11, número 111, julio-agosto de 2007, p. 11.

[12] 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>).

[13] Véase: “Williams Plans to Expand its Deepwater Gulf of Mexico Business”.

[14] 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%20WHI TE>).

[15] “Shell awards Technip Deepwater Field-Development Contract” ([http://www.rigzone.com/news/article.asp?a\\_id=55441](http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=55441)).

[16] La noticia fue publicado en los Estados Unidos en diversas revistas especializadas, entre ellas la nota del geólogo Don Lyle, en una de las publicaciones más reconocidas sobre la industria petrolera costa afuera: Hart's E&P: 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](http://www.hart'se&p.net.com)). Véase también Petróleo y Electricidad, año 11, número 103, abril de 2006.

[17] Pemex adquirió, de 2002 a 2005, más de 25 mil kilómetros cuadrados de líneas sísmicas 3D y cuenta con 38 proyectos exploratorios. Específicamente, en el área Perdido, la información en EE. UU. enfatizó en los siguientes tres **prospectos**: “**Afótica**”, el más profundo en 10,991 pies equivalentes a **3,350 metros**, “**Maximino-1** en 9,485 pies, es decir, 2,891 metros de profundidad de agua y “**Pep-1** en 9,646 pies, es decir, 2,940 metros: “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. Pemex explorationists found 38 exploratory projects [...] Among prospects identified were Alaminos Canyon and Maximo on the US-Mexico border opposite the prolific Alaminos Canyon group of discoveries on the US side, and Magno. 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)...”, Ibid.

## 2007 energía 8 (99) 42, FTE de México

[18] A continuación transcribimos textualmente un fragmento completo de un informe del Doctor Rod Westwood y otros de la Consultoría, Westwood Ltd: “The Latin America region is dominated by Brazil **in terms of deepwater activity**. National operator Petrobras has established itself as a pioneer in the use of innovative technology **to achieve production from water depths in excess of 5,906 ft (1,800 m). Over the period to 2010, the operator is expected to move into water depths exceeding 6,562 ft (2,000 m)**”. (**Deep water enjoys growth surge** analysis shows optimistic future for deepwater operations, [www.eandpnet.com](http://www.eandpnet.com), 2006).

[19] Javier H. Estrada, “Trans-Boundary oil and gas fields between Mexico and the USA”, paper presented in 27<sup>th</sup> USAEE/IAEE North American Conference, Houston, Texas, September 16-19, 2007.

[20] “Establishing common deposits of oil and natural gas, not referring to a particular geographical area but to a certain deposit, the extent of which would be determined by the States Parties through a mixed Technical Commission, empowered to calculate the resources in situ” (Javier H. Estrada, Ob. Cit.).

[21] “To define precise geographical areas in connection with the resources (Norway-UK, 1976)”, Ibid.

[22] “To establish a joint development zone, divided by a provisional line separating two sub-zones, one for each country (Federal Republic of Germany-The Netherlands, 1962) or as many sub-zones as needed (Japan-Korea, 1974)”, Ibid.

[23] “To define a delimitation scheme setting up a protected zone (Australia-Papua New Guinea, 1978) or a Cooperation Zone, defined by geographical coordinates and divided into areas (Australia-Indonesia, 1989)”, Ibid.

[24] “Unitization. It is used worldwide in private joint development agreements. Almost every well drilled in the GoM has multiple investors to diversify the risk involved. Each agreement details the percentages owned by each party based on a variety of factors, **but most noticeably capital investment**”, Ibid.

[25] Así llamado por los nombres de la Sra. Madeleine Albright, del Departamento de Estado en el gobierno de Clinton y Rosario Green, Secretaria 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.

[26] 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.

[27] Pemex ha empezado a “rodar” opciones de desarrollo para su primer campo descubierto, incluyendo una plataforma flotante y esquemas de desarrollo submarinos en las aguas profundas del Golfo de México “Pemex studies Lakach options”, by upstream staff, “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>. (September 28, 2007. Unas semanas más tarde, una nueva nota: “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>). Dias después, “Lakach on the latch” [Lakach en el picaporte] Pemex, 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 su prometedor descubrimiento, Lakach (“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”, (<http://www.upstreamonline.com>. October 26, 2007).

\* Dr. Fabio Barbosa, investigador del Instituto de Investigaciones Económicas de la Universidad Nacional Autónoma de México.