



Exploración y producción de petróleo crudo en México

Fabio Barbosa Cano *
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
fabio Barbosa_cano@hotmail.com

INTRODUCCION

Entendemos el 18 de marzo como una oportunidad para reunirnos a formular un balance y una reflexión sobre la industria petrolera.

Algunos compañeros plantean que el petróleo nunca ha sido de los mexicanos, que salvo en momentos estelares de lucha, siempre las grandes petroleras controlaron el petróleo de México. Para lograrlo, los monopolios petroleros participaron en el derrocamiento y asesinato de varios presidentes, como Madero y Carranza; más tarde cuando los grandes descubrimientos de los años setenta, esos mismos intereses tendieron una trampa al país lo indujeron a embarcarse en grandes proyectos y al poco tiempo, mediante el endeudamiento y la dependencia tecnológica recuperaron el control de los nuevos recursos descubiertos.

Otros creemos que, sin negar la veracidad de lo anterior, el petróleo también ha sido importante en el desarrollo, si bien insuficiente, de ciertas ramas industriales y regiones, así como en el fortalecimiento de algunas instituciones educativas, de las organizaciones obreras y en la elevación de

los niveles de vida. Al contrario de los compañeros que parecen decir que no hay nada que hacer, que todo está perdido, algunos trabajadores creemos que debemos continuar explicando que el petróleo, **si se transforma en gasolinas y petroquímicos, puede contribuir a impulsar el empleo** y que mientras exista este recurso en el subsuelo de México, tenemos que continuar propugnando por su utilización para el desarrollo.

En estos días, Calderón y sus cómplices de la Suprema Corte, pretender dividir en bloques el territorio nacional y licitar esas áreas para que las compañías extranjeras exploren y extraigan el petróleo. El objetivo de este texto es agregar nuevos datos que permitan conocer cómo se encuentra nuestra dotación geológica, cuánto petróleo todavía nos queda.

Comenzaremos por examinar los campos que se descubrieron en el año 2010. El cuadro a continuación los enumera.

En el año 2010 en este país se descubrieron 22 campos. Si hubieran sido 24 descubrimientos, tendríamos dos campos cada mes. Así que lo que podemos afirmar es que en el año 2010 se descubrieron casi dos campos al mes.

El cuadro muestra que, aproximadamente, la mitad son campos de gas en cuencas de gas no asociado al crudo: principalmente en 1) el proyecto Burgos (Nuevo León, Tamaulipas y Cuenca Sabinas, en Coahuila); 2) la cuenca Veracruz, al Sureste del puerto del mismo nombre y 3) Macuspana, Tabasco.

Sobresale el gran descubrimiento de Lakach delimitador en aguas profundas, este nuevo yacimiento de gas amplía las reservas del campo gigante del mismo nombre en el Golfo profundo, como se sabe ya se ha aprobado la construcción de instalaciones de proceso en Ciudad Lerdo de Tejada, muy cerca de Catemaco. Realmente se trata de varios campos muy cercanos que en conjunto **constituyen una nueva provincia de gas húmedo**

2011, energía 11 (182) 5, FTE de México (Ver la Figura 1). El ingeniero mexicano Omar Romero elaboró como tesis de Maestría en Noruega, un proyecto de desarrollo de esos campos. Dos son los objetivos del estudio del joven maestro: lograr una explotación lo más eficiente posible y la mayor participación de las empresas nacionales en el proyecto, es decir, fortalecer el empleo de los mexicanos.

Otro aspecto a destacar es que **un tercio de los nuevos campos son tabasqueños**. En suma, la exploración en 2010 demostró que continúan descubriéndose nuevos campos, todavía existe petróleo en el subsuelo de México, pero también hay que enfatizar que **todos, con excepción de Lakach, son pequeños**.

CUADRO 1. LISTA DE LOS 22 NUEVOS CAMPOS O YACIMIENTOS DESCUBIERTOS EL AÑO PASADO DE 2010

CUENCA y/o AREA, ACTIVO o PROYECTO	NOMBRE del POZO	PRODUCCION INICIAL CRUDO Barriles diarios	PRODUCCION INICIAL GAS Millones pcd
MARINOS SOMERAS			
1. Campeche Oriente	Utsil-1	3, 250	0.5
2. Litoral Tabasco	Tsimin 1DL	3, 820	16.9
AGUAS PROFUNDAS			
3. Campo Lakach	Lakach-2DL	X	28.7
TERRESTRES			
4. Área REFORMA	Juspí-101^a	2, 893	9.5
5. Área REFORMA	Naguín-1	300	1.1
6. Área REFORMA	Bricol-2DL	1, 917	1.0
7. Delta del Grijalva	Palapa-301	3, 044	12.9
8. Delta del Grijalva	Pachira-1	3, 019	7.9
9. Comalcalco	Ool-1	n.s	8.8
10. Cinco Presidentes	Brillante_1	1, 603 ligeros	1.1
11. Tampico-Misantla	Tilapia-1	110 ligeros	X
CUENCAS DE GAS NO ASOCIADO			
12. Macuspana	Guaricho-501	442 ligeros	0.27
13. Veracruz	Rabel-1	X	7.04
14. Burgos	Perillán-1	n.s	1.9
15. Burgos	Arenaria-1	n.s	2.5
16. Burgos	Antillano-1	20	2.2
17. Burgos	Tapado-1	18	5.9
18. Burgos	Alambra-1	n.s	1.5
19. Burgos	Cucaña-1	n.s	3.3
20. Burgos	Jaraguay	X	1.7
21. Burgos	Rusco-101	X	2.0
22. Sabinas	Monclova-1001	X	3.5

Fuente: Pemex Exploración y Producción, reportes diversos 2010.

¿QUE TANTO PETRÓLEO QUEDA?

Gould el ejecutivo principal de la gran petrolera francesa, Schlumberger, dice que la columna vertebral de la industria petrolera son los campos gigantes. Estos son aquellos que tienen más de 500 millones de barriles de aceite como reservas recuperables o bien que hayan producido más de 100 mil barriles diarios de aceite, por lo menos durante un año.

En el mundo poco más de 100 países producen o han producido petróleo, en ellos se han descubierto, aproximadamente, 50 mil campos petroleros de los que sólo el uno por ciento son gigantes, esto es 500 campos; pero ese puñado selecto ha contribuido con un 60% de la producción mundial.

En México, según los bancos de datos del Instituto de Investigaciones Económicas (IIEc-UNAM), se han descubierto unos 400 campos aceiteros, de los cuales unos 20, acaso 22 o 23 son

gigantes; pero ese conjunto del 5% ha contribuido con casi el 80% del total del petróleo producido en este país a lo largo de su historia. México **tuvo** una dotación mayor a la del promedio mundial de campos gigantes.

SITUACION DE LOS CAMPOS GIGANTES

El cuadro 2 presenta una lista de los campos aceiteros gigantes de México descubiertos de 1901 a la fecha. No incorporamos los de gas seco, como el “José Colomo” descubierto en 1956 en Macuspana, Tabasco ni el Lakach descubierto en aguas profundas en 2006.

Nuestra relación contiene los datos básicos: 1) nombre del campo, 2) fecha de descubrimiento y 3) el factor de recuperación, que es la relación entre la producción acumulada y el volumen original in situ, es un indicador muy importante, que nosotros insistimos en llamar “índice de eficiencia”.

CUADRO 2. LOS CAMPOS ACEITEROS GIGANTES DE MEXICO, 1901-2010.

NUM	NOMBRE	AÑO DESCUBR	ORIGINAL in SITU Millones barriles	PRODUC. ACUMULADA Millones Barriles A junio de 2010	FACTOR de RECUPERACION 5/4 (%) A junio de 2010
1	Ebano- Pánuco	1901- 1910	¿?	932.0*	¿?
2	Naranjos- Cerro Azul	1912	¿?	1,155.0**	¿?
3	Poza Rica	1930	4,809	1,400.4	29
4	Cactus	1972	2,069	327.5	15.8
5	Sitio Grande	1972	1,153	361.8	31
6	Samaria	1973	4,583	1,586.2	35
7	Cunduacán	1974	3,111	567.2	29
8	Cárdenas	1980	1,293	461.2	36
9	Jujo- Tecominoacán	1980- 1983	4,600	1,142.6	25
10	Akal	1977	32,209	12,363.0	38.4
11	Nohoch	1978	2,054	770.9	37.5
12	Abkatún	1979	5,514	2,181.2***	39.6
13	Kú	1979	4,097	2,283.3	56
14	Maloob	1979	4,179	476.7	Con un factor de recuperación poquito arriba del 25 %, aun tendría un potencial de más de 1000 MMB

15	Pol	1980	2, 253	889.2	39.5
16	Chuc	1982	2, 053	900.4	44
17	Caan	1984	1, 515	867.7	57
18	Zaap	1990	4, 926	473	Igual que Maloob, con un factor de recuperación del 25 %, podrían recuperarse otros 1000 MMB
19	Sihil	1999	2, 517	69.1	Dependerá de la política de producción
20	Ayatsil	2006	3, 171	virgen	Dependerá de la política de producción

* Registrada por Richard Nehring, Campos petroleros gigantes y recursos mundiales de petróleo. Preparado para la Agencia Central de Inteligencia de los EE.UU., México, Conacyt, 2ª Edición., 1978, La cifra corresponde a 1975.

** Registrada por Nehring, la cifra corresponde a 1975.

*** Pol y Abkatún: los porcentajes corresponden al 31 diciembre de 2003 en vísperas de su colapso.

MOMENTOS FUNDAMENTALES EN LA CURVA DE PRODUCCION DE LOS CAMPOS GIGANTES

La Agencia Internacional de Energía (AIE) es una institución creada en 1974 por los países dominantes en la economía mundial para combatir a la OPEP. Su objetivo es monitorear las condiciones de la oferta mundial de crudo para preparar a los países metropolitanos a enfrentar escasez o turbulencias en el mercado. En sus estudios un capítulo fundamental es la declinación de los gigantes. Es imposible formular estudios prospectivos sin el conocimiento de la situación de los más importantes.

La AIE ha formulado criterios para caracterizar la declinación de los campos gigantes en el mundo, son parámetros usados para distinguir las fases del agotamiento. A los puntos de quiebre podríamos llamarlos “momentos fundamentales en la curva de producción”. Es necesario despejar ideas erróneas imperantes en México. En nuestro país el pico de producción se interpreta como sinónimo del “comienzo del fin” o “el comienzo del derrumbe”, porque solo se tiene el ejemplo de Cantarell, pero lo ocurrido con Cantarell es un caso “atípico”.

La llegada al pico, en todo caso podría ser el inicio de la madurez. Pero hay varios tipos de madurez: puede haber una con alta productividad y que puede prolongarse por varios años, en el caso de la mayoría de los campos noruegos, fue de una

década. Un lapso igual puede observarse en el campo “Prudhoe Bay”, en Alaska.

Al pico de producción no tiene que seguir, fatalmente, un colapso como ocurrió en Cantarell. Ese yacimiento ha sufrido un proceso de “agotamiento natural” pero también ha tenido una deficiente administración, si se le compara con los estándares internacionales.

Desde luego en la periodización de la AIE, ahora adoptada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el pico es un dato fundamental, pero la AIE llama la atención sobre la etapa en que la producción se estabiliza alrededor del 15% del nivel alcanzado en el pico, periodo llamado “la meseta”.

Lograr que el yacimiento alcance una producción de “meseta” lo más prolongada posible, deberían ser los objetivos de las ingenierías de yacimientos y de producción. Ese período ofrece los mayores volúmenes de la producción que se logrará del campo, se refleja en las cifras de producción acumulada y permitirá un mayor factor de recuperación. Por ello la llamamos “etapa de madurez con alta productividad”. Por supuesto la CNH considera que cuando el campo está en fase de meseta no se le puede caracterizar en declinación.

En la curva de producción la siguiente etapa comienza al terminar la meseta, con el descenso de la producción a un nivel inferior al 15% y culmina cuando el porcentaje de disminución llega al 50%, esta sería la primera fase de declinación. El siguiente corte se establecería en los rangos entre 50

2011, energía 11 (182) 8, FTE de México

y 75% de la producción respecto al pico. La etapa final, que la CNH la llama “fase III”, ocurre cuando el campo ha perdido el 75% de la producción registrada en el pico, es decir se constata un declive

muy pronunciado, es un período en que la decadencia se acelera. El cuadro 3 resume los planteamientos.

CUADRO 3. ETAPAS EN LA DECLINACION DE LOS CAMPOS GIGANTES.

ETAPAS	CARACTERISTICAS
PICO Y MESETA	Oscilaciones alrededor del 15% de la producción en el pico
FASE FASE I	Producción entre el 15 y el 50% de la producción en el pico
FASE FASE II	Producción entre el 50 y el 75% de la producción en el pico
FASE FASE III	Producción abajo del 25% de la producción en el pico.

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, Informe de Labores, 2009-2010, México, 2010.

APLICACIONES A CASOS DE MEXICO

La aplicación de estos criterios ofrece una interpretación de la situación general de los recursos petroleros.

Akal, un supergigante, alcanzó el pico en 2004 con más de un millón 981 mil barriles diarios, tuvo una fase de producción estabilizada, la meseta, extremadamente breve de sólo tres años e inmediatamente sobrevino un descontrol, con caídas de más del 20% de un año a otro. En el curso de 2009 perdió el 75% de la producción en el pico. El cuadro 4 muestra las cifras. Según los criterios AIE, Akal entró prematuramente en la fase III de declinación. Fue un comportamiento anómalo comparado con el de otros campos gigantes en otros países e inclusive con algunos de la Sonda de Campeche. Su factor de recuperación ni siquiera alcanza el 40%, quizá es el más bajo en el mundo para campos de su tipo. Si el factor de recuperación puede ser llamado “factor de eficiencia”, entonces Akal de Cantarell tuvo un manejo de los más ineficientes del planeta. Se han publicado análisis que sostienen que se impusieron criterios políticos presionando por elevar la producción, con el resultado de reventar los equilibrios internos del yacimiento.

El problema es que la política de acelerar la producción **tiene como consecuencia la destrucción de reservas**. No se trata de opiniones sino de resultados que pueden medirse: en 2006 Pemex reportó a la Securities and Exchange Commission (SEC), reservas probadas de 4 mil 200 millones de barriles en Cantarell. En el reporte a la misma institución, correspondiente a 2009, solo registra 2 mil 400 millones, pero una simple suma muestra que, en el lapso, “sólo” produjo mil 100

millones, ¿qué significa la diferencia de 700 millones de barriles?

Esa cifra representa la estimación oficial del daño sufrido en pérdida de reservas. **La disminución de reservas probadas en Cantarell de más de 700 millones de barriles, equivalen a más de un yacimiento gigante.**

EL COLAPSO DE DOS GIGANTES DE CRUDO LIGERO

Aplicar los criterios de periodización en la Región Marina Suroeste muestra que Cantarell no ha sido el único gigante dañado por la prisa de exportar crudos.

Acaso más graves fueron los colapsos de Abkatún y Pol. El primero, un super gigante, arrancó en 1980 y en tres años, en 1983 alcanzó el pico con más de 444 mil barriles diarios; la producción en fase de meseta apenas pudo sostenerse por dos años, e inició su decadencia en el curso de 1985. En el sexenio de Zedillo ya se encontraba en la fase III de declinación con una producción menor a 100 mil barriles por día. En 2001 fue incorporado al Plan de Negocios formulado bajo la administración del Ingeniero Muñoz Leos, entonces director de Pemex.

La primera versión del Plan de Negocios comprendió la aplicación de nuevas tecnologías y medidas para elevar su producción, pero ninguna herramienta o recurso utilizado pudo detener el declive de Abkatún. Al comenzar las operaciones de optimización, en 2001, la producción era de 103 mil 288 barriles diarios de aceite; en 2005 había caído más de la mitad, apenas alrededor de 40 mil barriles diarios. En ese momento al presentar caídas de más

del 20 %, en sólo un año, Pemex lo borró de la lista de los campos cuya producción se publica mensualmente, fue un caso insólito que salvo una o dos notitas que entonces publicamos pasó desapercibido.

No sabemos si Abkatún ya está cerrado. Todavía en 2009 Pemex reportó a la SEC que tenía unos 15 millones de barriles y que perforaría un nuevo pozo. Lo más probable es que, aunque algunos pozos de Abkatún continúen operando, la infraestructura existente se utilice ahora para los nuevos campos del programa Crudo Marino, que actualmente sostiene buena parte de la producción de la Región Marina Suroeste.

El colapso de Abkatún parece mostrar que, en algunos casos, la llamada fase III, es la fase terminal del yacimiento.

La etapa terminal en la historia de producción de los campos merece estudios muy detenidos, se requieren estudios interdisciplinarios, queremos que nuestros colegas que estudiaron Física nos expliquen los fenómenos físicos en el subsuelo. ¿Acaso cuando se ha perdido toda la energía original del yacimiento, o cuando el agua irrumpe, todo queda fuera de control?, ¿el crudo que aún permanece atrapado, convertido en una masa viscosa, porque el gas ya escapó, no recupera movilidad?, ¿en esas condiciones, ninguna medida de optimización puede dar resultados?

Recordemos que desde 2007 se integró un equipo internacional de expertos que monitoreaban

2011, energía 11 (182) 9, FTE de México a Cantarell, desde Houston Texas. Al parecer fracasaron. Lo mismo ha ocurrido en el campo Jujo-Tecominoacán en Tabasco donde la inyección de nitrógeno no está sirviendo para nada y en otros como Sitio Grande donde Halliburton ha intentado recuperar la presión inyectando gas natural sin resultados positivos.

EL CASO DE POL

Pol que inició operaciones en 1981 tuvo un desenlace similar aunque su curva de producción presenta diferencias. El pico de producción se alcanzó más de diez años después, en 1992 con 169 mil barriles diarios. La etapa de producción estabilizada de 15% menor a la del pico también fue muy breve, apenas tres años.

Pol fue incorporado al Plan de Negocios en 2001. En ese momento estaba produciendo más de 62 mil barriles diarios, es decir, no se encontraba en fase III de declinación en 2001, pero al año siguiente virtualmente se colapsó cayendo en casi 50%, a 35 mil barriles, igual que Abkatún, Pemex lo sacó de las estadísticas y jamás se ha vuelto a mencionar este campo en ningún documento oficial. Es otro caso que nos induce a pensar que fase III es, por lo menos para algunos casos, la fase de agonía, antesala del cierre. A continuación el cuadro que presenta el conjunto de gigantes en Fase III.

CUADRO 4. CAMPOS GIGANTES EN ETAPA TERMINAL, SEGÚN CRITERIOS DE LA AIE.

1 NUM	2 NOMBRE	3 AÑO DESC.	4 AÑO del PICO	5 PRODUC. en el PICO barriles diarios	6 AÑO de INICIO de FASE TERMINAL	7 PRODUC. en INICIO de FASE TERMINAL (barriles)	8 PRODUC. En noviembre 2010 (barriles)
1	Poza Rica	1930	1967	63, 999	1985	6 423	5, 202
2	Cactus	1972	1978	115, 000	1982	22, 638	7, 475
3	Sitio Grande	1972	1974	128, 000	1985	38, 206	n.d.
4	Samaria	1973	1980	302, 186	1990	77, 000	43, 107
5	Cunduacán	1974	1978	197, 343	1982	69, 132	8, 256
6	Cárdenas	1980	1984	150, 000	1993	38, 000	15, 478
7	Jujo- Tecominoacán	1980- 1984	1987	206, 000	2009	66, 800	36, 087
8	Akal	1977	2004	1, 981, 287	2009	533, 680	316, 421
9	Nohoch	1978	2004	97, 713	2009	26, 320	15, 605
10	Abkatún	1979	1983	444, 447	1999	126, 027	¿0?
11	Pol	1980	1992	169, 000	2001	62, 191	¿0?
12	Caan	1984	1984	192, 000	2009	50, 000	42, 451

NOTA: En la columna 7, correspondiente al dato de la producción al inicio de la fase terminal es el promedio anual en las estadísticas oficiales. La interpretación que hacemos es que en el curso de ese año se cruzó el límite del 75%.

Fuentes: Elaborado con las cifras del Banco de datos sobre campos petroleros de México del IIEc-UNAM.

Pero Pemex todavía cuenta con campos gigantes jóvenes, cuya producción está en ascenso y, como hemos adelantado, por lo menos uno, totalmente virgen.

Comenzaremos con los del complejo Ku-Zaap-Maloob. Muchos preguntan: ¿cuándo ocurrirá el pico?. La verdad es que Ku ya es un campo maduro: alcanzó el pico en 2008, con 364 000 barriles diarios, pero no ha perdido el 15% de su producción máxima, aún se encuentra en fase de meseta.

Zaap es un campo en etapa muy temprana de desarrollo, según nuestras estimaciones, para el primer semestre de 2010, su producción acumulada es de 470 millones de barriles, de manera que con un factor de

recuperación de un modesto 25%, que puede esperarse razonablemente, podría aportar todavía más de 700 millones de barriles. Maloob es un caso similar, su producción acumulada es de 476 millones de barriles, con el mismo factor de recuperación del 25% puede plantearse la razonable expectativa de extraer otros 600 millones, equivalente a un campo gigante.

La estadística oficial muestra que para disfrazar la caída de Akal y Nohoch están **sobre explotando Sihil**, en 2010 duplicaron su producción **elevándola en algunos meses hasta casi 100 mil barriles diarios**. Es una cifra desproporcionada, sus volúmenes originales in situ no corresponden a los niveles de explotación a que está siendo sometido.

CUADRO 5. CAMPOS GIGANTES EN ETAPA TEMPRANA DE EXPLOTACIÓN, FASE DE MESETA O VIRGENES

NUM	NOMBRE	AÑO DESCUBRIM.	SITUACION ACTUAL	PRODUCCIÓN. (Noviembre de 2010, en barriles)
1	Chuc	1982	Campo maduro, alcanzó el pico en 1999, con 146 027 barriles diarios. Ha perdido el 50% de la producción en el pico, pero aún no cruza la etapa terminal	74, 928
2	Kú	1979	Campo maduro.	323, 578
3	Maloob	1979	En etapa temprana. No alcanza el pico	209, 791
4	Zaap	1990	En etapa temprana de desarrollo	266, 285
5	Sihil	1999	Apenas comienza su desarrollo	69, 784
6	Ayatsil	2006	Virgen	Ninguna

Fuente: Los datos de 2010 en Sistema de Información Energética.

LOS RESULTADOS DE LA EXPLORACIÓN, 2002-2009.

Con frecuencia se usan expresiones imprecisas para evaluar los resultados, en un intento de superar imprecisiones clasificamos los campos post Cantarell usando los mismos criterios empleados en los Estados Unidos difundidos por primera vez en México en un Seminario en el Colegio de México [1]. Los cuadros a continuación separan los descubrimientos en los siguientes grupos:

Se consideran campos “grandes” o importantes, los que tienen más de 100 millones de barriles de reservas probadas más probables;

- Clase A, los que tienen más de 50 millones de barriles;
- Clase B, aquellos con reservas de 25 a 50;
- Clase C, de 10 a 25 millones de barriles;
- Clase D, de 1 a 10;
- Clase E, menos de un millón de barriles; y
- Clase F, los abandonados. Nuevamente solo atendemos los campos con reservas de aceite.

CUADRO 6. CLASIFICACION DE LOS DESCUBRIMIENTOS DE 2002

NOMBRE Del POZO	GRANDES >100 MMB	CLASE A >50 MMB	CLASE B De 25 a 50 MMB	CLASE C De 10 a 25 MMB	CLASE D De 1 a 10 millones
Misión	105				
Vernet					2
Saramanko					1

Elaborado con datos de PEP.

CUADRO 7. CLASIFICACION DE LOS DESCUBRIMIENTOS DE 2003.

NOMBRE Del POZO	GRANDES >100 MMB	CLASE A >50 MMB	CLASE B 25-50 MMB	CLASE C 10-25 MMB	CLASE D 1-10 Millones
Pakal		88			
Shishito			34		
Amoca			32		
Lobina			28		
Homol				21	
Teekit				11	
Chuhuc				9	
Guaricho				8	
Xaxamani				6	
Malva				5	
Nak					2
Nejo					1
Etkal					1
Gubicha					1

Elaborado con datos de PEP.

CUADRO 8. CLASIFICACION DE LOS DESCUBRIMIENTOS DE 2004.

NOMBRE Del POZO	GRANDES >100 MMB	CLASE A >50 MMB	CLASE B 25-50 MMB	CLASE C 10-25 MMB	CLASE D 1-10 Millones
Tumut			39		
Pokoch			37		
Tizón			32		
Bagre B			32		
Wayil				25	
Baksha				16	
Pohp				21	
Itla				11	
Atún					6
Etkal 101					2

Elaborado con datos de PEP.

CUADRO 9. CLASIFICACION DE LOS DESCUBRIMIENTOS DE 2005.

NOMBRE Del POZO	GRANDES >100 MMB	CLASE A >50 MMB	CLASE B 25-50 MMB	CLASE C 10-25 MMB	CLASE D 1-10 Millones
Kach		65			
Ichalkil			26		
Sikil				20	
Behelae				16	
Xanab				11	
Arenque					6
Agave					5
Kux					3
Tiumut					3
Mejillón					3

Elaborado con datos de PEP.

CUADRO 10. CLASIFICACION DE LOS DESCUBRIMIENTOS DE 2006.

NOMBRE Del POZO	GRANDES >100 MMB	CLASE A >50 MMB	CLASE B 25-50 MMB	CLASE C 10-25 MMB	CLASE D 1-10 Millones
Onel		50			
Yaxché			42		
Kalí			35		
Nelash				15	
Homol					7
Cobra					5
Perdiz					4

Elaborado con datos de PEP.

CUADRO 11. CLASIFICACION DE LOS DESCUBRIMIENTOS DE 2007.

NOMBRE Del POZO	GRANDES >100 MMB	CLASE A >50 MMB	CLASE B 25-50 MMB	CLASE C 10-25 MMB	CLASE D 1-10 Millones
Maloob DL3	168				
Tajón 101	117				
Kuil		93			
Paché		59			
Xulum 101A				17	
Cráter				12	
Gaicho 301					1

Elaborado con datos de PEP.

CUADRO 12. CLASIFICACION DE LOS DESCUBRIMIENTOS DE 2008.

NOMBRE Del POZO	GRANDES >100 MMB	CLASE A >50 MMB	CLASE B 25-50 MMB	CLASE C 10-25 MMB	CLASE D 1-10 Millones
Pit DL1	276				
Ayatsil	184				
Tsimin		61			
Xanab DL1			42		
Teotleco			34		
Yaché DL1				25	
Kambesah				25	
Rabasa				16	
Tecoalli				15	

Elaborado con datos de PEP.

CUADRO 13. CLASIFICACION DE LOS DESCUBRIMIENTOS DE 2009.

NOMBRE Del POZO	GRANDES >100 MMB	CLASE A >50 MMB	CLASE B 25-50 MMB	CLASE C 10-25 MMB	CLASE D 1-10 Millones
Kayab 1ADL	232				
Xux		88			
Bajlum		59			
Bacab 301			45		
Madrefil			43		
Tekel			33		
Terra			30		
Bricol				28	
Chapabil				16	
Flanco				12	
Tsimin				11	
Ichalkil 1DL					8
Teotleco 100					8
Tupilco					3
Cupaché					2

Elaborado con datos de PEP.

Los cuadros anteriores muestran que los resultados de la exploración en la última década fueron decepcionantes si se comparan con las expectativas del gobierno; pero el porcentaje de los “importantes” y clases a y b muestra que todavía hay en el subsuelo de México volúmenes que ninguna petrolera desdeñaría.

Pero consideramos importante plantear la siguiente reflexión, para caracterizar mejor la situación actual: el balance de la exploración en la última década muestra que México ha entrado a una nueva situación. Parecería que perdió su papel entre los grandes productores: en el periodo la geología solo pudo ofrecer un 10% de yacimientos “importantes”; de los 75 descubiertos, el 60% son clase “C” y “D”, en tanto que otro 32% son clase “A” y “B”. Es decir, el 90% de los nuevos campos son pequeños.

Lo anterior conduce a plantear, como lo hizo López Obrador en Tula, Hidalgo, un profundo cambio de la política de exportaciones de crudo.

LOS DESCUBRIMIENTOS IMPORTANTES Y SUS DESAFÍOS TECNOLÓGICOS

Encabeza la lista de estos campos “Ayatsil”, del que ofrecimos algunos datos el año pasado, publicados en el número 152, del 18 de marzo de 2010, en Energía, el boletín del FTE. Ahora agregaremos que se trata de aceite de 10.5 grados API y el campo está en un tirante de agua de 114 metros de profundidad.

La más reciente actualización de Pemex Exploración y Producción, modifica las cifras que publicamos el año pasado y le asigna un volumen original in situ de 3,171 millones de barriles de aceite y 329 000 millones de pies cúbicos de gas, esto es casi tres veces más que Sihil, descubierto en el sexenio de Zedillo. Esos datos bastan para considerarlo el descubrimiento del campo de aceite más importante en el Golfo de México en los últimos diez años. En el número de Energía ya citado, decíamos “es un posible campo gigante”, **ahora podemos afirmar que Ayatsil es el primer campo gigante descubierto en esta primera década del siglo XXI.**

Pero la carrera contra el tiempo para elevar las exportaciones petroleras de México, es decir una explotación precipitada por el ansia de recibir los dólares, puede arruinarlo. Pemex nunca ha

explotado campos de 10 grados API, ellos, requieren estudios y tecnologías específicos, el diseño para su explotación debe incluir pozos horizontales o un número muy elevado de pozos, procurando extraer, no más rápido, sino los mayores volúmenes del crudo contenido en el subsuelo. El objetivo debe ser dejar un mínimo de aceite bajo tierra, lo anterior se llama en la industria petrolera: “elevar el factor de recuperación”.

Desde los primeros anuncios sobre el descubrimiento de Ayatsil empezaron a circular ominosas señales, anunciando proyectos de extracción precipitados.

Como escribimos el año pasado, desde 2007 Reyes Heróles, entonces en la dirección de Pemex, anunció en el extranjero su propósito de contratar, para Ayatsil, una nueva unidad flotante de proceso y embarque, FPSO, por sus siglas en inglés, similar a la que opera en KZM [2]. Más tarde Morales Gil anunció en Houston los mismos planes para Ayatsil y Pit [3]. En los FPSO se mezclan los crudos pesados con otros ligeros para adecuarlos a las exigencias del mercado, esa “solución” resuelve rápidamente el problema de su comercialización a costa de sacrificar el factor de recuperación. Los trabajadores y especialmente los técnicos y profesionistas tenemos el derecho y la obligación de participar en el diseño de los proyectos de nuestra industria y con mayor razón cuando constatamos decisiones erróneas, que privilegian las ventas rápidas a costa de sacrificar un volumen mayor de recuperación.

En el extranjero se han publicado especulaciones respecto a la posibilidad de elevar hasta 100 mil o 150 mil barriles la producción de Ayatsil, insistiendo en que arranque operaciones este mismo sexenio, como lo planteó Heróles, exhibiendo la avidez de la clase política por acelerar los ingresos de dólares.

El petróleo se está acabando, pero **la geología de México todavía puede ofrecer unos varios miles de millones de barriles.** Nunca debemos abandonar su defensa.

ENUMERACION DE 13 AREAS CON POTENCIAL

Para concluir solo enumeraremos áreas que en este momento están en crecimiento o bien que tienen potencial de crecimiento:

AREAS MARINAS.

1. El Proyecto Crudo Ligerero Marino. Frente a las costas de Tabasco y Campeche.
2. El área de crudos extrapesados extensión de la Región Marina Noreste.
3. El área Kayab, al Norte de la Región Marina Noreste.
4. El litoral de Tamaulipas y Norte de Veracruz: del Delta del Bravo hasta Lankahuasa.
5. Las cuencas en el Pacífico. Las enumeramos porque ahí existen campos descubiertos, no porque propongamos que se exploten

AREAS TERRESTRES

6. Los ultra ligeros en la desembocadura del Grijalva y el Usumacinta.
7. El grupo de los campos pre sal de Tabasco y el istmo veracruzano.
8. Chicontepec. Esta área ha terminado 2010 con una producción de casi 50 mil barriles diarios, igual que el crudo de Bolivia o de Cuba.
9. La selva Lacandona y áreas en la frontera con Guatemala.
10. La Región de los ríos de Tabasco y el área de Escárcega.
11. El proyecto Progreso.
12. Otras áreas como el llamado “Mar Mexicano”.
13. La cuenca “Pedregosa” en Chihuahua.

CONCLUSIONES

La dotación geológica de este país ya se encuentra muy disminuida pero el petróleo es y seguirá siendo por varias décadas muy importante; acaso, cuanto más escaso, más disputado. De tal manera que puede preverse que por el control de esa **pequeña** dotación de dos o tres gigantes, unos 10 campos importantes y los 130 campos pequeños que todavía permanecen vírgenes, el imperialismo y sus cómplices internos, se encuentren dispuestos a desatar políticas genocidas, a impulsar grandes desplazamientos demográficos en el Sureste, y a continuar la militarización del país.

Como dijimos Calderón pretende licitar bloques territoriales enteros en las cuencas del Sureste, si no encuentra oposición, continuará con

2011, energía 11 (182) 15, FTE de México Chicontepec y luego con las aguas profundas. Apoyado en las derrotas de las luchas sindicales y populares el imperialismo y sus voraces cómplices pretenden elevar la producción de crudo para su exportación como materia prima sin valor agregado; a cambio dejan unos cuantos dólares que se dilapidan en gasto corriente y en programas clientelistas que degradan y corrompen a la población.

Apenas se anunció la licitación de los bloques, diversas personalidades como el licenciado Manuel Bartlett Díaz, el ingeniero Jiménez Espríu y organismos como los ingenieros del Grupo Constitución del 17, el Comité Nacional de Estudios de la Energía y muchos otros han salido a la palestra, desde luego también los trabajadores del Frente de Trabajadores de la Energía.

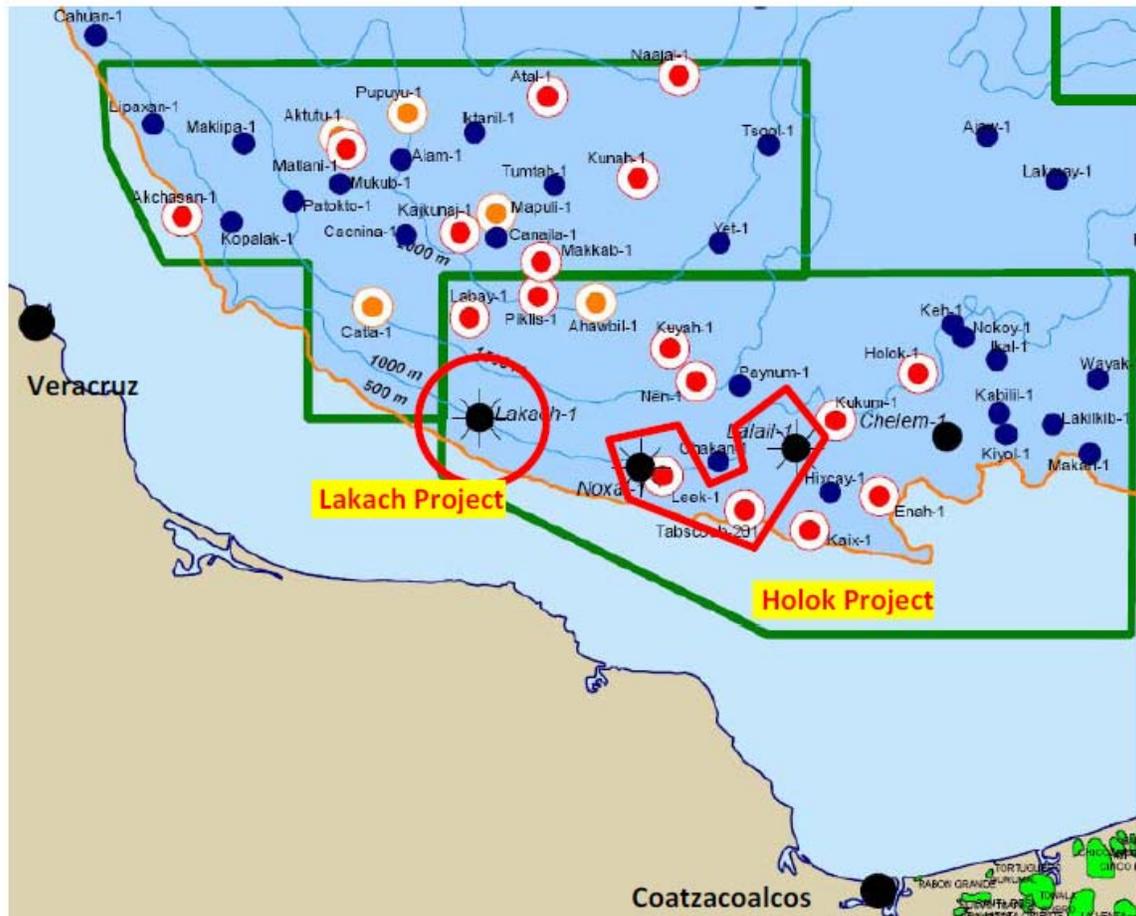
La situación ahora es más complicada: en la mayor parte de las 13 zonas que enumeramos como áreas con potencial de hidrocarburos, el intento de exprimir hasta la última gota de petróleo, implica el envenenamiento tanto de acuíferos subterráneos, como de los ríos, en la superficie. El intento de acelerar la producción significa también acelerar el deterioro de áreas de producción agrícola y ganadera, la expulsión de los pescadores.

La disputa por los recursos naturales, es ahora también por los espacios donde se asientan las viviendas y las áreas de cultivo. Para algunos sectores, como las comunidades campesinas de Tabasco, es un problema de sobrevivencia. En las zonas petroleras al norte de Villahermosa, que el gobierno inundó otra vez en 2010, se perdieron las cosechas de maíz y otros cultivos. La última vez que examinamos este problema el precio del maíz, necesario para la bebida que llaman “pozol” estaba en 4.50 el kilo, ahora está en 15 pesos el kilo. Son datos que menciono para enfatizar las nuevas condiciones y **la necesidad de realizar grandes esfuerzos unitarios.**

Personalmente estoy convencido de que nada está escrito. Puede ocurrir una nueva derrota del movimiento popular.

Pero también puede ocurrir que seamos capaces de buscar formas unitarias, que los mexicanos pudieran **encontrar formas eficaces de resistir** en defensa de su petróleo, sus tierras y el agua de sus ríos. Si este fuera el caso, aquí nos veremos el próximo 18 de marzo de 2012, para festejar que Calderón habrá sido derrotado, acaso otra vez parcialmente detenido, en su intentona de

FIGURA 1. UBICACIÓN DE LA NUEVA PROVINCIA DE GAS HÚMEDO EN AGUAS PROFUNDAS DEL GOLFO DE MÉXICO.



Fuente: Tomado de la Tesis de Maestría presentada en Noruega por el Ingeniero Omar Romero Mata, 2010.

* Fabio Barbosa Cano, Profesor e investigador del Instituto de Investigaciones Económicas de la UNAM.

NOTAS

[1] Colitti Marcello (1983), “Monto y distribución de los recursos petroleros mundiales (conocidos y desconocidos) y una estimación de la producción futura”, en Mercados mundiales de hidrocarburos. Situación presente, perspectivas y tendencias futuras, México, El Colegio de México, página 174.

[2] Transcribimos textualmente el párrafo completo y solo subrayamos en negritas la declaración de Heroles señalando que aunque el plan de desarrollo aún está en estudio, lo más probable es que se elija el sistema FPSO: “The most significant new fields include the Pit and Ayatsil fields ... the Ayatsil discovery is the largest and Pemex expects to produce the first oil from the field by 2012. As such, Ayatsil is more likely to host a second FPSO. Development possibilities for the new discoveries are still under study, but is very likely that the solution will be another FPSO here” said Pemex CEO” (“Pemex could call tender for new FPSO on heavy oil finds”, <http://heavyoilinfo.com/newsitems/pemex-could-call-tender-for-new-fspo-on-heavy-oil-finds>).

[3] “Interest remains in FPSOs”, upstreamonline.com, 5 may 2009.



Aguas profundas del Golfo de México



Plataformas marinas en el Golfo de México