



# Acontecimientos petroleros en la cuenca del Caribe

David Renwick,  
Corresponsal de Energía para FIRST en el Caribe

Entre los productores de hidrocarburos más antiguos del Caribe se están haciendo vigorosos esfuerzos para revertir el declive en la producción de petróleo

El archipiélago caribeño, que se extiende desde Cuba en el norte hasta Trinidad y Tobago en el sur, tiene tres países que producen petróleo y gas – los dos ya mencionados más Barbados.

Para los objetivos que se propone este artículo, sin embargo, tiene sentido incluir a Surinam, nación ubicada en el continente sudamericano, y Belice, en América Central, ya que ambos son considerados como ‘caribeños’ en un sentido político y económico, si no geográfico también, y tan es así que pertenecen a la agrupación regional conocida como la Comunidad del Caribe y Mercado Común (CARICOM).

Trinidad y Tobago es en mucho el productor de hidrocarburos más antiguo entre estos cinco países, pues comenzó a extraer petróleo comercialmente por vez primera en 1908, con lo cual la industria cumple este año 102 años de existencia. Belice, por otro lado, es el más joven: su primer barril manó de la tierra en el 2005, hace solo cinco años atrás. Otros dos Miembros de CARICOM están trabajando activamente en los hidrocarburos en este momento: Jamaica y Guyana (vecino de Surinam en América del Sur).

Luego de producir petróleo durante más de una siglo, quizás no resulte una gran sorpresa que la producción del crudo en Trinidad y Tobago esté decayendo y alcance ahora alrededor de 102,000 barriles diarios (b/d), tras haber llegado a un pico de producción de 229,589 b/d en 1978.

Existen varias razones que explican esta realidad: no se ha realizado ningún nuevo descubrimiento de petróleo convencional desde el 2001, cuando BHP Billiton encontró un depósito de alrededor de 90 millones de barriles en un cimiento de la era Oligocénica en el bloque 2c, frente a la costa nororiental de Trinidad, sólo un modesto programa de recuperación mejorada del petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) en las formaciones existentes conocidas, y muy poca o ninguna atención a la recuperación del crudo pesado (18 grados de gravedad API o menos), del cual se cree que existe al menos un billón de barriles en tierra y en las inmediaciones de la costa occidental de Trinidad.

Este colapso de la producción de petróleo es particularmente importante para Trinidad y Tobago, ya que significa que el Gobierno ha perdido montos considerables de ingresos,

especialmente en el 2008, cuando los precios se dispararon hasta US\$147.50 el barril: alrededor de un 58 por ciento de sus ingresos tributarios se recaudan a partir del sector energético.

El petróleo es esencial también para mantener los ingresos de divisas: cerca de un 88 por ciento de las exportaciones son de petróleo, gas natural y petroquímicos. El mayor productor de petróleo del país es el propio Gobierno, o más bien una entidad de propiedad gubernamental denominada Petroleum Company of Trinidad and Tobago (Petrotrin). Su producción actual es de aproximadamente 36,848 b/d, la mayoría de los cuales, alrededor de 22,300 b/d, provienen de los terrenos que están en las inmediaciones del Golfo de Paria, en la costa occidental de Trinidad, operados por su filial Trinmar.

Otros productores de líquidos importantes son BHP Billiton Trinidad and Tobago (cerca de 14,000 b/d) y BP Trinidad and Tobago (bpTT), con 21,000 b/d, aunque su gran mayoría es del crudo muy liviano que se denomina condensado, el cual se ofrece junto con la producción de gas natural.

Actualmente se despliegan vigorosos esfuerzos para revertir el declive en la producción de petróleo, los cuales comenzaron con el Gobierno anterior del People's National Movement (PNM), la cual perdió las elecciones generales del 24 de mayo de 2010 frente a una coalición de partidos conocida como People's Partnership, en la que la influencia dominante es el United National Congress (UNC), oposición oficial en el último Parlamento. Muchos esperan que la nueva Ministra de Energía y Asuntos Energéticos (MEEA, por sus siglas en inglés), que es el nombre que lleva ahora este Ministerio y que le fue redesignado por el nuevo Gobierno, continúe la política de su predecesor en este sentido, como ha indicado.

Una parte clave en este esfuerzo es ofrecer nuevos acres para la exploración y la subastación de siete bloques en la costa norte, este y oeste de Trinidad, dentro de contratos conjuntos de producción, que es el método que Trinidad y Tobago prefiere para hacer tratos con compañías petroleras, concluidos el 8 de septiembre. Todos los bloques, excepto uno, atrajeron ofertas, incluyendo tres que el Ministerio considera que tienen potencial petrolero.

El mismo día, el MEEA abrió formalmente la primera



ronda de bloques en aguas profundas desde el 2006, fecha en que ocho bloques no atrajeron ninguna respuesta de las compañías. Ahora, se ofrecen 11 bloques y la subasta permanecerá abierta hasta el 18 de febrero de 2011. Para el Ministerio aguas profundas son las que van desde 1,000 hasta 3,500 metros. Una exploración anterior en la parte más baja de estas aguas profundas a finales de los años 1990 por ExxonMobil, Shell y BP, no identificaron depósitos de petróleo, lo cual puede actuar como un elemento de disuasión para los posibles licitadores, aunque el Ministerio ha adquirido una imagen mejorada desde aquél entonces.

Las perforaciones exploratorias en el horizonte profundo en tierra deben comenzar a principios de 2011, sobre la base de contratos conjuntos de producción firmados en el 2008-2009, y estas también se considera que tienen potencial petrolero. Las perforaciones más profundas – 10,000 pies y más – nunca se han hecho en grandes dimensiones en tierra firme en el siglo de actividad petrolera de Trinidad y Tobago, pero se cree que existen nuevas acumulaciones de líquidos que esperan por su descubrimiento.

Un programa activo de recuperación mejorada del petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) en tierra y el comienzo de un trabajo serio con el crudo pesado, son también iniciativas nuevas en el mundo del crudo que fueron anunciadas por la administración anterior. Mientras la producción de petróleo ha venido cayendo, la de gas natural, por el contrario, ha ascendido rápidamente en Trinidad y Tobago.

En 1996 se produjeron 679 millones de pies cúbicos diarios (pcd) de gas. Para el 2009, las cifras aumentaron enormemente en 4.2 billones pcd. Mientras que los nuevos hallazgos petroleros han sido mínimos, los descubrimientos de gas han sido muchísimos: solo bpTT identificó alrededor de siete nuevos yacimientos de gas en los años 1990 en el área de la plataforma continental de la costa oriental de Trinidad, que es donde se han hecho la mayoría de estos hallazgos.

Un descubrimiento de gas importante fue el que hiciera BG Trinidad and Tobago y Chevron de Estados Unidos en el bloque 6d, cerca de la línea fronteriza marítima con Venezuela, al sudeste de Trinidad. El descubrimiento Manatee se estimó en alrededor de 2.7 trillones de pies cúbicos (tpc). Pero la reserva corre bajo la frontera marítima en aguas jurisdiccionales venezolanas, donde el descubrimiento Loran identificó 7.3 tpc en el bloque 2 en la región de la Plataforma Deltana.

El tratado existente entre Trinidad y Tobago y Venezuela exige que estos yacimientos de gas que sobrepasen las fronteras, sean unificados y se exploten de manera conjunta y, con ese fin, la Sra. Seepersad-Bachan firmó un acuerdo de unificación con su par venezolano, Rafael Ramírez, el 16 de agosto de 2010. Habrá que escoger a una compañía de operaciones antes de que pueda comenzar cualquier obra y los dos países tendrán que tomar una decisión sobre

el crucial tema de cómo se monetiza el gas.

Si bien las reservas probadas de petróleo han permanecido en 621 millones de barriles desde hace ya algún tiempo, las reservas probadas de gas han saltado de 8.2 trillones de pies cúbicos (tpc) en 1993 a 15.3 tpc en el 2008 (auditoría anual más reciente de las reservas de gas que se dispone por la compañía Ryder Scott). Las reservas probadas llegaron a su punto más alto de 20.7 tpc en el 2002, pero la gran admirada capacidad de Trinidad y Tobago para monetizar su gas 1P se desplegó a una tasa mucho más rápida que el ritmo al que las reservas probables han sido capaces de cambiar a la columna probada o reservas probadas enteramente nuevas añadidas.

El éxito en la comercialización del gas del país se ha centrado principalmente en la producción petroquímica basada en el gas (11 plantas de amoníaco, siete plantas de metanol) y gas natural licuado (GNL): Trinidad y Tobago

## La producción actual de crudo en Belice es de alrededor de 5,000 b/d

Uno de los pozos de petróleo más antiguos del Caribe, Trinidad, 1866





La producción de crudo de Surinam es ahora de hasta 16,000 b/d, la cual proviene en su integridad de los tres yacimientos en tierra que están bajo el control de la compañía estatal Staatsolie

ocupa en este momento el séptimo lugar en el mundo, luego de entrar en esta actividad comercial hace solo 11 años.

El proceso de monetización del gas continuará su curso bajo el nuevo Gobierno de People's Partnership, aunque sin la fundición de aluminio que el PNM preservara tan celosamente, con la que el PP decidió no proceder sobre la base de "la viabilidad económica y el uso óptimo del gas". La Ministra, sin embargo, sigue incluyendo a los "metales" en su lista de proyectos downstream aceptables basados en el gas – presumiblemente acero – al tiempo que opta también por "petroquímicos, químicos especiales, plásticos y GNL". Instituyó un sistema de puntos que rige cómo se asignará el gas a los proyectos.

Belice, el recién llegado al mundo petrolero del Caribe, es aún un productor muy modesto, como era de esperarse, tras solo cinco años en el negocio.

La producción actual de crudo a partir del único yacimiento productor, Spanish Lookout, es de alrededor de 5,000 b/d, una cifra que se espera que aumente este año cuando comience a producir un segundo yacimiento, Never Delay. Ambos son operados por una compañía que se llama Belize Natural Energy (BNE), cuyo 50 por ciento pertenece a inversionistas individuales, fundamentalmente irlandeses.

Al menos otras 16 compañías se desviven por sumarse a lo que consideran como una posible bonanza petrolera en Belice, con el entusiasta apoyo del Gobierno. El actual Primer Ministro de Belice, Dean Barrow, ha dicho: "queremos estimular tantas compañías como sea posible para tratar de encontrar la cantidad considerable de petróleo que sabemos que tiene Belice".

Barbados, por otro lado, ha estado en esta actividad durante 27 años, aunque sus resultados han tendido a rondar en alrededor de 1,000 b/d durante la mayor parte de ese tiempo. Petrotrin, en Trinidad, refina su crudo y lo devuelve a Barbados como combustible.

Todo el crudo se deriva de yacimientos terrestres, bajo el control de la empresa de propiedad estatal Barbados National Oil Company (BNOC) y mar afuera solo se ha perforado un pozo exploratorio. BHP Billiton ha estado negociando derechos de exploración en dos bloques mar afuera a partir de una subastación de 24 bloques que se hizo en el 2007. La ronda atrajo muy poco interés de las compañías internacionales, lo cual pudiera estar apuntando a cómo el mundo del petróleo ve las perspectivas en Barbados.

Cuba es en este momento el segundo productor más grande de petróleo del Caribe insular, con alrededor ya de 52,200 b/d, aunque estuvo en aproximadamente 62,000 b/d en el 2003, así que, al igual que Trinidad y Tobago, su producción de crudo ha mostrado una tendencia decreciente. Todo esto proviene de yacimientos en tierra y en las inmediaciones costeras, pero la isla comunista ha puesto su fe para el futuro en los yacimientos mar afuera,

donde se han delineado 59 bloques en su porción de la Zona Económica Exclusiva (ZEE) en el Golfo de México.

En este momento hay 10 compañías o consorcios, incluyendo la española Repsol, la noriega Statoil, la hindú ONGC, la venezolana PDVSA, la brasileña Petrobras y la China Sinopec, que retienen bloques mar afuera en los que pretenden hacer perforaciones. Los pocos pozos hundidos mar adentro no han arrojado ningún éxito hasta ahora, pero las compañías en sentido general sostienen un criterio optimista con respecto a la prosperidad de la ZEE de Cuba.

La producción de crudo de Surinam es ahora de hasta 16,000 b/d, la cual proviene en su integridad de tres yacimientos en tierra bajo el control de la compañía estatal Staatsolie. Surinam prefiere, sin embargo, dejar el mar para las compañías internacionales, y cuatro de ellas tienen acres en el océano Atlántico – Repsol (bloque 30), Murphy Oil (bloque 37), Inpex (bloque 31) y Tullow (bloque 47). Repsol hasta el momento ha tenido un solo revés, con el pozo seco West Tapir en el 2008, pero es probable que lo intente de nuevo y se espera que Murphy haga perforaciones en un pozo exploratorio a finales del 2010 y otro en el 2011, seguida por Inpex con un pozo.

Guyana, el vecino más próximo de Surinam, con quien sostenía una histórica disputa por las fronteras marítimas, desatada fundamentalmente por las expectativas de descubrimientos de petróleo, pero que ya ha sido solucionada, está estimulando activamente también la exploración mar adentro. Se han hundido varios pozos en el mar durante los 94 años en que el país, hogar de la sede de CARICOM, ha estado haciendo prospecciones en busca de petróleo, pero aunque ha habido algunas emanaciones del hidrocarburo, no se ha logrado hacer ningún descubrimiento con valor comercial. El pozo Horseshoe, hundido por una pequeña entidad canadiense independiente llamada CGX Energy en su bloque Corentyne en el 2002, resultó ser un pozo seco, pero CGX, que ha demostrado una confianza férrea en las perspectivas de Guyana, está dispuesta a intentarlo de nuevo a principios de 2011 con el pozo Eagle.

Repsol está también en Guyana, además de Surinam y Cuba, y opera el bloque Georgetown, donde el trabajo sísmico ya se completó y debe comenzar pronto la perforación. ExxonMobil y Shell adquirieron la exploración sísmica en el bloque Stabroek. CGX posee asimismo otros dos bloques – Corentyne Annexe y Pomeroun. En tierra firme de Guyana, CGX perforó también tres pozos en su concesión Berbice en el 2005; lamentablemente no descubrió nada.

Pero Jamaica es, sin duda alguna, el más agresivo de todos los Estados no productores de petróleo del archipiélago caribeño en su renovada búsqueda de petróleo y gas (cualquiera sería bueno, una vez que Jamaica está inmersa en una campaña de sustitución de petróleo para





la generación de electricidad y podría monetizar el gas que encuentre de forma casi inmediata).

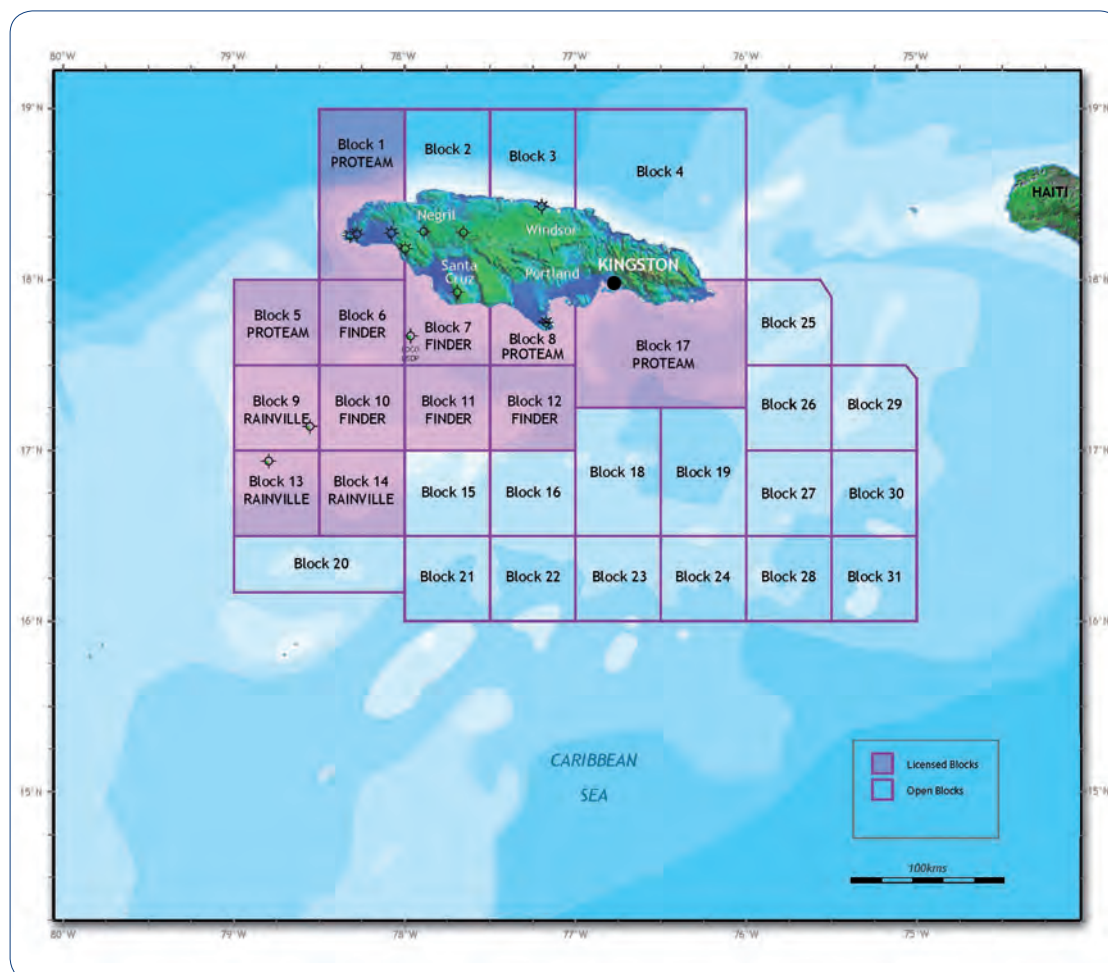
Luego de una ronda formal de subasta en el 2005 y una 'muestra in situ de bloques' en el 2007, la Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ), agencia de propiedad del Gobierno que maneja todos los acuerdos de exploración con compañías internacionales, ofrece ahora los 19 bloques abiertos mar afuera restantes, así como cuatro bloques en tierra firme para su subastación bajo contratos conjuntos de producción. Los acres mar afuera están ubicados al sur, este y norte de Jamaica.

El Dr. Raymond Wright, el 'Mister Energy' del país, que se retiró como Director Administrativo de PCJ hace tres años, pero que aún permanece fungiendo como gestor de proyectos especiales encargado de la subasta de bloques, cree que se cuenta con suficiente información sísmica y de otro tipo, particularmente el estudio especulativo en 2D de 6,118 km hecho por CGGVeritas adquirido en el 2009, para convencer

a las compañías del potencial de exploración de Jamaica. Incluso está sugiriendo que los bloques en tierra pueden contener 'recursos de gas de esquisto'. Está convencido de que, con la recuperación de los precios del petróleo, los que hacen las prospecciones se sentirán nuevamente atraídos 'a las provincias petroleras fronterizas', a lo que añade con insistencia: "Jamaica muy bien cae en esa categoría".

Al igual que Guyana, Jamaica desde hace mucho está intentando encontrar petróleo (de hecho desde hace 55 años) pero el Santo Grial no se asoma hasta ahora. La ronda anterior de subasta y la muestra in situ despertó cierto interés en compañías más pequeñas, como la de Australia FINDER/Gippsland en los bloques 6, 7, 10, 11 y 12, la de Canadá Rainville/Sagres Energy (bloques 9, 13 y 14) y Proteam de Hong Kong (1, 5, 8 y 17). Todavía no ha comenzado ninguna perforación en ninguno de los 12 bloques, pero FINDER/Gippsland probablemente sea la primera en arrancar en el 2011.

Jamaica es, sin dudas, el más agresivo de todos los Estados no productores de petróleo del archipiélago caribeño en su renovada búsqueda de petróleo y gas



Jamaica: Mapa de Bloques de Exploración, 2010 (cortesía de PCJ)