

Barriles de Papel No 63
Oportunidades de negocios en el Occidente de Venezuela
Ing. Diego J. González Cruz

La era comercial de la explotación petrolera en Venezuela comenzó en el Occidente del país con la perforación del pozo Zumaque 1 en 1914, en el área de Mene Grande; posteriormente se descubrirían las gigantescas Áreas del campo Costanero de Bolívar: Lagunillas (1926), Tía Juana (1928) y Bachaquero (1930). El campo Costanero Bolívar se extiende por más de 100 kilómetros desde Cabimas a Mene Grande, a lo largo de la costa oriental y dentro del Lago de Maracaibo (ver mapa anexo). Los datos geológicos (estructurales y estratigráficos) del área se pueden ver en las Figuras 1 y 2 y en <http://www.pdvsa.com/lexico/camposp/cp023.htm>. Sobre las características del crudo en resumen el petróleo de las formaciones post eoceno varía entre 11,0° y 14,1° API y el del eoceno entre 20° y 35° API.

En esta nota excluirémos las áreas de Cabimas y Mene Grande, por estar ya otorgadas bajo la figura de empresas mixtas, por lo demás, no son las más prolíficas. Las oportunidades en las áreas Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero son extraordinarias. Suman un área productiva que cubre más de 581 km² con espesores de arena entre 45 y hasta 332 pies. Las profundidades de los yacimientos van desde 1.400 pies en las áreas someras de Tía Juana hasta 3.500 pies en Bachaquero (detalles en el Cuadro 1).

En términos de acumulaciones de petróleo, se determinó un petróleo original en sitio (POES) de 36,7 millardos de barriles, que con un conservador factor de recobro promedio de 20% resultaron reservas probadas originales de 7,48 millardos de barriles. Las tres áreas ha sido extensamente explotadas y presentas un nivel de agotamiento promedio del 74% (detalles en el Cuadro 2); de allí que las reservas remanentes sean de 1,9 millardos de barriles. Lo más resaltante es que de esas reservas remanentes, los libros de PDVSA señalan que entre el 41,3 % (Bachaquero) y el 70% (Lagunillas) no están desarrolladas (detalles en el Cuadro 3). Así también, hay importantes reservas probables y posibles para incorporar (Cuadro 4).

Para explicar a magnitud de las oportunidades en materia de reservas y producción, utilizaremos la referencia de la exitosa empresa *Pacific Rubiales Energy* (PRE) en Colombia, donde laboran un extraordinario equipo de profesionales venezolanos. PRE es la compañía privada líder en América del Sur en actividades de exploración y producción, es la compañía de más rápido crecimiento en Colombia, y la segunda productora de hidrocarburos después de la estatal Ecopetrol. PRE ha logrado cuantificar para su explotación 0,281 millardos de barriles de petróleo equivalente (petróleo + gas natural) entre reservas probadas y probables. En noviembre 2010 alcanzo una producción de 163.877 barriles diarios de petróleo equivalente (bpe/d) y piensa terminar 2010 en 225.000 bpe/d. Más detalles en: (<http://www.pacificrubiales.com/index.php> y <http://www.superfinanciera.gov.co/>). En 2009 tuvo ganancias de 639,2 millones de US\$.

OPORTUNIDADES EN VENEZUELA

Estas áreas del campo Costanero de Bolívar fueron explotadas desde su descubrimiento hasta finales de los años 50 usando la tradicional perforación vertical y el bombeo mecánico (balancines), aprovechando el mecanismo principal de producción como lo es la subsidencia, o hundimiento natural del subsuelo, desde la superficie, mecanismo que se activa a medida que aumenta la explotación de los yacimientos, dado el carácter que tienen esas arenas petrolíferas de ser no consolidadas. Adicionalmente los yacimientos tienen un incipiente mecanismo de gas en solución, y en el área de Tía Juana, en su límite sur hay recarga de agua meteórica (ver Proyecto de inyección continua de vapor de agua M-6). El nivel de subsidencia actual en Tía Juana se estima alcanza los cuatro (4) metros, en Lagunillas llega a siete (7) metros, y estimados realizados por Maraven en los años '80 consideraban un hundimiento total de esas áreas de más de 12 metros si se desarrollaban a fondo las reservas remanentes.

En 1958 la compañía Shell de Venezuela descubrió la inyección alternada de vapor de agua, cuando experimentaba realizando inyección continua en un área de Mene Grande. A partir de allí se realizaron 21 proyectos de recuperación suplementaria en las tres áreas, de los cuales 15 fueron de inyección alternada de vapor de agua, 3 de combustión húmeda con aire, y 2 de inyección continua de vapor de agua; experimentando métodos de recuperación suplementaria, hasta que finalmente Maraven, S.A. se decidió a ejecutar el proyecto de inyección continua de vapor mas gran de mundo para la fecha, conocido mundialmente como proyecto M-6 en el área de Tía Juana del Este (1978).

Más recientemente en el mundo se han optimizado y desarrollado las tecnologías de un sin número de métodos térmicos para producir crudos pesados y extra pesados como los de la Costa Bolívar, que podrían ser ensayados en Venezuela. Entre estos cabe mencionar:

- Inyección alternada de vapor en pozos horizontales
- Inyección continua de vapor con pozos horizontales
- Combustión In-situ (ISC): directa, inversa, otros
- Métodos de desplazamiento entre sistemas de pozos horizontales
 - Aprovechando la gravedad: SAGD (Steam assisted gravity drainage)
 - Aprovechando la gravedad: COGD (Combustion Overhead Gravity Drainage)
 - Mejoramiento en el yacimiento usando solventes: VAPEX (Solvent vapor extraction)
 - Combustión masiva en sitio: THAI (Toe-to-heel air injection)

Estos métodos de producción, y usando bombas electro sumergibles, incrementarán el recobro final sustancialmente, de allí que no hablemos de reactivación de pozos verticales inactivos. Las operadoras que entren en el negocio decidirán qué hacer con esos pozos.

Un resumen de las actividades a realizar seria:

1. Evaluar las nuevas tecnologías para la explotación de crudos pesados para su aplicación en las diferentes áreas
2. Revisar los factores de recobro
3. Desarrollar las actuales reservas remanentes no desarrolladas
4. Incorporar reservas probables y posibles
5. Evaluar el desarrollo de las áreas periféricas y del eoceno en algunas áreas

ASPECTOS LEGALES

La legislación actual permite aprovechar extensamente estas oportunidades por el sector privado nacional e internacional, mientras se moderniza la Ley. El Artículo 22 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos-LOH (2001, reformada en 2006) dice textualmente:

Las actividades primarias indicadas en el artículo 9 de esta Ley, serán realizadas por el Estado, ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas donde tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, las cuales a los efectos de esta Ley se denominan empresas mixtas. Las empresas que se dediquen a la realización de actividades primarias serán empresas operadoras.

Los particulares estarían dispuestos a asociarse bajo estas condiciones de participación (49%), pero solicitando que el accionista mayor, la empresa estatal, cumpla con las inversiones y gastos según su sociedad accionaria, y lo más importante, que PDVSA permita, que se desarrolle la actividad, siguiendo los cánones gerenciales y las mejores prácticas de planificación, tecnológicas, operacionales y de comercialización, que fue lo que definió el éxito de las asociaciones de la Faja del Orinoco, donde PDVSA tuvo hasta el 49% de participación en los proyectos, pero dejaba trabajar a los particulares.

El Ministerio de Energía y Petróleo debe solicitar que PDVSA le devuelva esas áreas a la Nación a la brevedad para proceder a licitarlas, acorde con lo establecido en el Artículo 24 de la LOH, para que funcionen decenas de empresas como *Pacific Rubiales*, o como en el pasado lo hizo la venezolana Mito Juan. Esta decisión es la solución inmediata para sacar adelante esa deprimida región del país donde viven más de 270.000 habitantes.

Cuadro 1
Características de los Campos

CAMPO	AREA			
	PRODUCTIVA (ACRES)	ESPEJOR (PIES)	GRAVEDAD (oAPI)	PROFUNDIDAD (PIES)
Bachaquero	56.954	45 - 154	13,0 - 14,1	2.800 - 3.500
Lagunillas	47.237	41 - 332	11,0 - 23,4	2.500 - 3.270
Tía Juana	39.429	51 - 149	12,0 - 20,5	1.400 - 2.300

NOTA: 1 km² = 247,1 acres

Cuadro 2
POES, Reservas Originales, Factor de recobro, % de Agotamiento
Todas las cifras en miles de barriles

CAMPO	P.O.E.S.	RESERVAS PROBADAS ORIGINALES	FACTOR DE RECOBRO (%)	RESERVAS REMANENTES	% DE AGOTAMIENTO
Bachaquero	10.124.209	2.172.476	21	480.764	78
Lagunillas	15.501.703	2.918.529	19	810.464	72
Tía Juana	11.114.023	2.392.787	22	617.356	74
TOTAL	36.739.935	7.483.792	20	1.908.584	74

Cuadro 3
Datos de Reservas Remanentes Desarrolladas y No Desarrolladas
Todas las cifras en miles de barriles

CAMPO	P.O.E.S.	RESERVAS REMANENTES	DESARROLLADAS	NO DESARROLLADAS	%
Bachaquero	10.124.209	480.764	282.126	198.638	41,3
Lagunillas	15.501.703	810.464	243.110	567.354	70,0
Tía Juana	11.114.023	617.356	333.513	283.843	46,0
TOTAL	36.739.935	1.908.584	858.749	1.049.835	55,0

Cuadro 4
Datos de Reservas Remanentes, Probables y Posibles
Todas las cifras en miles de barriles

CAMPO	P.O.E.S.	RESERVAS ORIGINALES	FACTOR DE RECOBRO	RESERVAS REMANENTES	RESERVAS PROBABLES	RESERVAS POSIBLES
Bachaquero	10.124.209	2.172.476	21	480.764	1.298.862	123.509
Lagunillas	15.501.703	2.918.529	19	810.464	1.041.297	123.291
Tía Juana	11.114.023	2.392.787	22	617.356	2.047.565	-
TOTAL	36.739.935	7.483.792	20	1.908.584	4.387.724	246.800

Figura 1 - Campo Costanero Bolívar
(ref.: <http://www.pdvs.com/lexico/camosp/cp023.htm>)

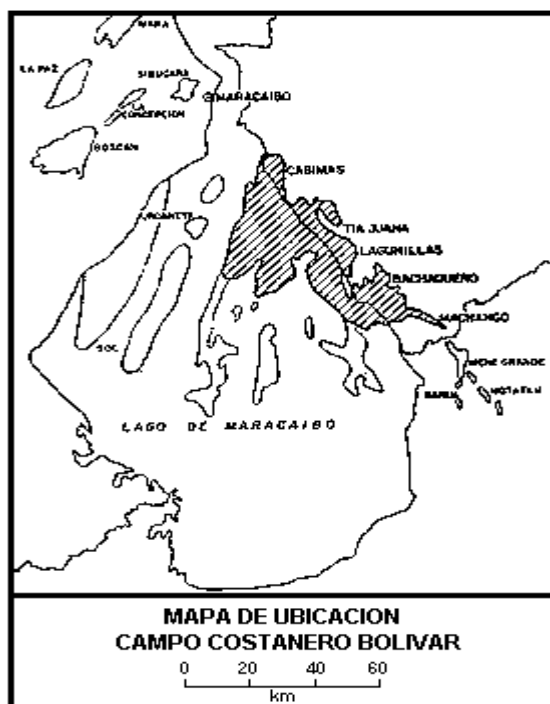
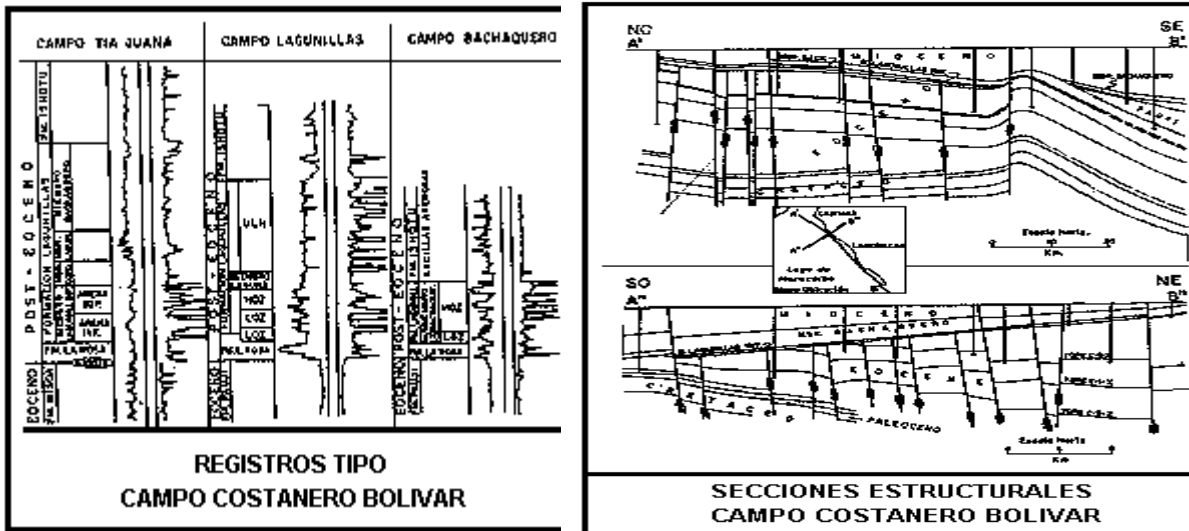


Figura 2 - Registros tipos y secciones estructurales de las tres áreas



Diego J. Gonzalez Cruz, PE
 Senior Associate E&P and Natural Gas
 GBC Global Business Consultants
gonzalezdw@gmail.com
www.gbc-laa.com
 Telf. Cel. +58 416 605 8299
 Telf. Ofic. +58 212 267 1687