



## SVIP - Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo

### LA FAJA DEL ORINOCO

Desde su descubrimiento con la perforación del pozo Canoa-1 en 1936 cuando se determina la existencia de grandes acumulaciones de petróleo extra-pesado en la margen norte del río Orinoco, han ocurrido una serie de eventos que deben llamar a la reflexión, pues este acontecimiento debería constituirse en un Gran Proyecto Nacional por sus implicaciones en el ámbito social, económico, político, tecnológico y ambiental.

Su proyección internacional se inicia con el estudio realizado por los geólogos Hugo Velarde y José Antonio Galavis, quienes en el trabajo expuesto en el VII Congreso Mundial de Petróleo celebrado en Méjico en 1967, presentaron la existencia de un volumen de petróleo original in situ (POES) de 720 millardos de barriles, lo cual ocasionó un gran impacto a nivel internacional.

A raíz de la entrada en vigor de la Ley que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, se llevo a cabo una nueva evaluación a través de estudios sísmicos, aeromagnéticos, y con una intensa actividad de perforación exploratoria estratigráfica de unos 1000 pozos, se determinó que el POES seria del orden de 1,2 billones de barriles y las reservas serian del orden de 270 millardos de barriles.

De seguidas se iniciaron una serie de proyectos experimentales de transporte de crudo tales como Dilución, Flujo Anular y Emulsiones y de producción en frío y en caliente, para definir los parámetros futuros de explotación. Como resultado de estos proyectos se producirá el desarrollo de la Orimulsión, importante avance tecnológico del Intevep que permitiría producir grandes cantidades de petróleo con inversiones modestas para competir favorablemente con el carbón. Adicionalmente se realizó un Plan de Ordenamiento Territorial con participación de los organismos nacionales y regionales con competencia en la materia. Digno es reconocer que este inmenso trabajo fue realizado por profesionales con mucha experiencia en todas las disciplinas de planificación, investigación, exploración, yacimientos, perforación, producción, seguridad y ambiente, etc. de Petróleos de Venezuela y sus empresas filiales.

Una vez resueltos los problemas de transporte, se inician los estudios para diseñar un gran proyecto de explotación, teniendo en cuenta que el petróleo virgen de la Faja no tenía cabida en las refinerías del mundo, aun cuando estuvieran equipadas con unidades de conversión profunda. Acertadamente, PDVSA en adición a los Convenios Operativos y al Programa de Exploración y Producción por Ganancias Compartidas, decidió incluir a la Faja en la estrategia de Apertura Petrolera con el propósito de colocar esa inmensa acumulación de petróleo en el mercado internacional a través de la ejecución de un ambicioso programa de inversiones mediante la figura de Asociaciones Estratégicas previstas en el artículo V de la Ley que Reserva al Estado la Explotación y el Comercio de los Hidrocarburos.

Las Asociaciones Estratégicas de la Faja se llevaron a cabo a través de la ejecución de proyectos integrados, es decir, que contemplaron las actividades de producción, transporte, almacenamiento, mejoramiento y comercialización del petróleo y coke. Los mejoradores permitieron mejorar la calidad del crudo de manera tal que el producto pudiera ser procesado en las refinerías internacionales existentes. Esto condujo a PDVSA a solicitar a las empresas

participantes a demostrar capacidad tecnológica, económica y de mercadeo. Sin embargo quedaba por resolver el problema de rentabilidad de los proyectos dadas las condiciones deprimidas del mercado y los altos costos de desarrollo y mejoramiento. Esto requirió revisar y flexibilizar las condiciones impositivas. Por ello el Congreso Nacional aprobó la Reforma de la Ley de Impuesto Sobre la Renta para proyectos integrados de petróleo extra-pesado y de gas natural estableciendo una tasa industrial de 30% en lugar de 67,7% existente para el resto de los proyectos petroleros. Sin embargo esto no fue suficiente y se hizo necesario aplicar la provisión del Art. 41 de la Ley del 43, vigente para el momento, que establecía la aplicación de una regalía de 16,67%, pero facultaba al Ministerio de Minas e Hidrocarburos a reducirla mediante resolución hasta 1 % si fuera conveniente a los intereses nacionales. Para asegurar una rentabilidad de 10%, la regalía fue establecida en 1% en forma transitoria, pues una vez recuperada la inversión inicial la regalía regresaría al nivel de 16,67%.

Así nacieron las cuatro Asociaciones Estratégicas de la Faja. Los proyectos fueron ejecutados a cabalidad y se desarrollo una producción de 600 MBPD en momentos en que el mercado petrolero empezaba a repuntar hasta alcanzar su precio máximo en el 2008. Por primera vez el crudo de la Faja llego a los mercados internacionales en cantidades apreciables y con personalidad propia. Se hicieron realidad los resultados del esfuerzo sostenido del Ministerio de Minas e Hidrocarburos y de PDVSA, de quien debemos decir que a través del Intevep nunca abandono los proyectos experimentales aun en tiempos de bajos ingresos, lo cual permitió al personal técnico de todas las operadoras alcanzar las metas propuestas. Mención especial merece también la acción titánica realizada por Bitor para incorporar a Orimulsión al mercado de generación termoeléctrica.

En la oportunidad de lanzar el Plan Siembra Petrolera con mucho énfasis en la Faja, PDVSA presentó el siguiente cuadro para comparar la gestión anterior con la presente:

<b>FAJA DEL ORINOCO</b>		
<b>2006 - 2012</b>		
	<b><u>A Y E R</u></b>	<b><u>H O Y</u></b>
<b>Factor de Recobro</b>	<b>5-10%</b>	<b>20% Mínimo</b>
<b>Reservas</b>	<b>Sin certificar</b>	<b>Certificadas en su totalidad</b>
<b>Plan de la Nación</b>	<b>No alineado</b>	<b>Alineado</b>
<b>Part. del Estado</b>	<b>Minoritario</b>	<b>Mayoritario</b>
<b>Control decisorio</b>	<b>Empresas</b>	<b>Del Estado</b>
<b>Regalía</b>	<b>1%</b>	<b>30%</b>
<b>Arbitraje</b>	<b>En el Exterior</b>	<b>En Venezuela</b>
<b>Producción</b>	<b>600.000 BPD</b>	<b>1.200.000 BPD</b>

Se podría hacer una evaluación de cada uno de los aspectos contenidos en la tabla, pero solo haremos 2 comentarios:

En primer lugar, sobre la certificación de reservas no existe ninguna base técnica para soportar la acción tomada. En la Faja no hay suficiente historia para establecer un factor de recobro de 20% como mínimo. El segundo comentario es que en esta década de la cual es responsable la presente administración, no se ha producido un barril adicional a los 600.000 producidos por las Asociaciones Estratégicas, de manera que continuaremos a la espera de que las premisas establecidas para HOY en la tabla anterior se cumplan. Por ahora la licitación del Bloque Carabobo iniciada en octubre 2008 aun está pendiente por falta de

definición de las bases de la licitación. Todo parece indicar que nuevamente será necesario revisar y flexibilizar las condiciones impositivas.

Finalmente debemos señalar lo siguiente:

1.- No es factible cumplir con el plan que establece que para el 2012 se producirán 1.200.000 BPD, lo cual implicaría una década perdida.

2.- La integración de los múltiples actores operacionales actualmente en la Faja con experiencias disímiles, con tecnologías desconocidas, sin claros mercados para disponer de crudos extra-pesados invita a pedir explicaciones.

3.- Creemos que la estrategia de dividir la Faja en muchos lotes no es la más adecuada. La Faja debería ser explotada con una visión de conjunto, no por parcelas; con prácticas establecidas en un gran plan, con dirección clara y definida. Debe considerarse la implantación de prácticas No Convencionales.

Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (SVIP)

Caracas, Octubre 2009