Fig. 1

Instalaciones e infraestructura de producción de Orimulsión

Orimulsión sigue siendo la mejor manera de monetizar el bitumen del Orinoco

Carlos Rodríguez *ex-director del Grupo Financiero Bitúmenes Orinoco SA*

Después de casi dos décadas de éxitoso desarrollo y mercadeo del nuevo y singular combustible venezolano para la industria eléctrica, el futuro de Orimulsión parece incierto.

Petróleos de Venezuela SA (Pdvsa) decidió en agosoto de 2003 disolver Bitúmenes Orinoco SA (Bitor) dentro de la división oriental de operaciones de Pdvsa y no seguir elevando la producción de Orimulsión debido a que pueden obtenerse mayores beneficios de las mezclas de petróleo extrapesado y bitumen, o crudo sintético que de Orimulsión.

Pdvsa anunció también que aunque tenía intenciones de cumplir con los contratos a largo plazo que Bitor tenía con centrals eléctricas en Canadá, Dinamarca, Italia y Japón, no se firmarían nuevos contratos concernientes a Orimulsión ni se cerrarían contratos bajo negociación en Canadá, Singapur, Corea del Sur e Italia. En 2004 las subsidiarias de ventas de Bitor en el Reino Unido, Estados Unidos e Italia iniciaron trámites para cerrar sus puertas.

El propósito de este artículo es analizar los aspectos comerciales y económicos de la explotación de bitumen procedente de la Faja del Orinoco para la producción de Orimulsión y evaluar la posible aportación de este recurso no convencional al futuro de Venezuela, a su pueblo y al medioambiente mundial.

Reservas de petróleo extrapesado/bitumen

La explotación de reservas de hidrocarburos no convencionales es más económica en Venezuela que en Canadá. Esto se debe principalmente a las condiciones climatológicas y geográficas más favorables. Debido a las características de los yacimientos, el petróleo del Orinoco puede explotarse sin estimulación térmica, de manera que se necesita menos energía y calor para producirlo. Las temperaturas ambientales más elevadas también facilitan el flujo y transporte una vez se ha extraído, lo que resulta en condiciones laborales menos árduas en los campos petroleros. Asimismo, la mano de obra y el equipo necesarios son más baratos en Venezuela que en Canadá.

Sin embargo, el ambiente político venezolano eleva el riesgo de operar allí y podría hacer que la inversion extranjera se abstenga de invertir allí. Venezuela cuenta con la singular condición de ser el único miembro de la Organización de Paises Exportadores de Petróleo con grandes reservas de hidrocarburos no convencionales; por eso las cuestiones del tratamiento de cuotas podría ser un factor que afecte el desarrollo de las mismas. Asimismo, la necesidad de administrar y mantener equilibrio los distintos objetivos del Estado y su empresa petrolera nacional Pdvsa y las varias compañías petroleras internacionales interesados en invertir en Venezuela, definirán los distintos esquemas comerciales para la explotación de la Faja del Orinoco.

Desarrollo de la Faja

El punto de partida de la explotación de los hidrocarburos no convencionales de la Faja del Orinoco se halla al sur del Estado de Monagas, muy cerca de lo que luego se conocería como la famosa sección de Cerro Negro. Desde 1961, Phillips Petroleum Co., Amoco Corp. y la subsidiaria de Exxon Corp., Creole Petroleum Co. desarrollaron una operación comercial para la producción de los campos petroleros Morichal (8,5º API), Jobo (8-9º API), Pilón (13º API) y Temblador

Fig. 2

Niveles típicos de emisiones en la combustión de Orimulsión

Tecnología de control, eficiencias y emisiones (libras por millón btu)

		Orimulsión		Carbón	
Contaminante	Tipo de control[1]	Eficiencia de control, %	Emisiones	Eficiencia de control, %	Emisiones[2]
Particulado	PE	94+	<0,02	99,5+	<0,02
SO_2	DGCH	95	<0,25	90+	<0,3
NO_x	QONB/requema/RCS	60+	<0,15	70	<0,17

Notas: [1] PE = precipitador electrostático; DGCH = desulfurización de gas de chimenea; QONB = quemadores de óxidos de nitrógeno bajos; RCS = reducción catalítica selectiva; [2] LA mejor tecnología de control disponible.
Fuente: Fact Sheet Orimulsion Air Emissions Overview. 25 de marzo de 2003. Bitor America Corp.

(19º API) basados en el Campamento Morichal. Estos petróleos extrapesados se producían mediante métodos convencionales, como saturación alternada de vapor y se consideraban parte de las reservas convencionales de Venezuela.

Los petróleos Morichal y Jobo se diluían con líquidos del gas natural en la boca del pozo para reducir su elevada viscosidad, facilitar su circulación por tubería y obtener su especificación de venta como la mezcla comercial denominada Segregación Morichal de 12,5º API, que se usaba para obtener "el mejor asfalto del mundo". Pilón y Temblador también se mezclaban para formar Segregación Pilón de 13,5º API usada como material prima en refinación general. Actualmente, de esas segregaciones comerciales, Pdvsa sólo sigue ofreciendo Pilón en la que todos los components se diluyen a 17º API con petróleos más livianos del area vecina de San Tomé y se venden como mezclas.

La nacionalización de la industria petrolera venezolana en 1976, dejó a Pdvsa con limitados recursos financieros debido a la subinversión de las concesionarias antes de la nacionalización. La prioridad de Pdvsa era explorar y explotar su base convencional de reservas, pero con el rápido aumento de precios del petróleo debido al embargo árabe y la revolución iraní, el desarrollo de la Faja del Orinoco empezó a cobrar un aspecto mucho más atractivo.

Debido a la extension del área y a la participación de las 10 concesionarias en distintas partes de la misma, Pdvsa dividió la Faja en cuatro áreas geográficas, asignando la responsabilidad del desarrollo de cada cual a una de las subsidiarias de Pdvsa a cargo de actividades de producción y comercialización de hidrocarburos venezolanos despues de la nacionalización: Cerro Negro a Lagoven SA, Hamaca a Meneven SA, Zuata a Maraven SA y Machete a Corpoven SA.

En el caso de Cerro Negro, Lagoven SA empezó el desarrollo para producir bitumen de 8,5º API con el estreno en 1984 de los bloques experimentales J-20 y O-16, cada uno con una capacidad nominal de 25.000 b/d de bitumen. Estos bloques se diseñaron usando tecnología convencional para probar diferentes parámetros y métodos de producción (espaciamiento y terminación de pozos verticales, diseño de equipos de bombeo, esquemas de inyección de vapor, etc.) a fin de lograr una explotación óptima, reducir gastos y obtener conocimientos para aumentar el atractivo de futuros desarrollos de bitumen y crudos pesados de la Faja del Orinoco.

Como en el caso de los crudos pesados de Morichal y Jobo, el bitumen de Cerro Negro debe diluirse con líquidos del gas natural para reducir su viscosidad lo suficiente para transportarlo por tubería y se mezclaba y comercializaba como parte de la Segregación Morichal.

Debido a la limitada capacidad mundial de refinación de mezclas bituminosas, la nueva producción de Cerro Negro a veces no encontraba salida fácil. Esto se debe a que las refinerías tienen que hacer inversiones adicionales para adaptar sus instalaciones a la nueva carga, y al limitado mercado de asfalto, que era la principal salida para la Segregación Morichal.

El efecto combinado del costo del diluyente (líquidos del gas natural, petróleos livianos), la logística para importarlo al Campamento Morichal para la mezcla y las limitadas oportunidades de venta para la Segregación Morichal difucultó la monetización del bitumen Cerro Negro y la rentabilidad de toda la operación, especialmente en un ambiente de precios bajos.

Dado que el bitumen requiere mayor volumen de diluyentes para obtener la misma viscosidad que un volumen equivalente de petróleo extrapesado, la limitada disponibilidad y costo de líquidos del gas natural adicionales perjudicó el potencial económico de la operación comercial, especialmente al considerar el descenso de precios en 1986-1988. Esta situación creó condiciones adversas para el desarrollo del bitumen de la Faja del Orinoco a base de diluirlo.

Mientras tanto, durante el período de 1980 a 1984, Pdvsa, a través de su subsidiaria de investigación y desarrollo, Intevep SA, y en asociación con British Petroleum PLC, realizó los estudios básicos para reducir los altos costos de transportar bitumen por tubería. Esto resultó en una nueva y sencilla tecnología para producir bitumen Cerro Negro, que se denominó Orimulsión. En este proceso exclusivo, el bitumen se mezcla con agua y un surfactante químico para producir una emulsion estable que puede transportarse por tubería y por barco de modo similar al combustóleo.

No sólo era mucho más fácil de transportar, sino que Orimulsión también podía usarse directamente como combustible para generar electricidad en plantas térmicas diseñadas para la combustion de combustóleo y/o carbon, usando equipo convencional con sólo mínimas alteraciones, con una estructura inicial de precio que competía favorablemente con la del carbon.

Después de la prueba inicial, en 1986, para la combustion de Orimulsión en las instalaciones de Chubu Electric Power Corp (Mitsubishi Heavy Industries) en Japón, su desarrollo prosiguió a través de varios proyectos piloto y pruebas usando las instalaciones de Lagoven SA en Cerro Negro (bloques J-20 y O-16) y Campamento Morichal (instalaciones de procesamiento de petróleo y el campamento

Fig. 3

Capacidad de producción de Orimulsión

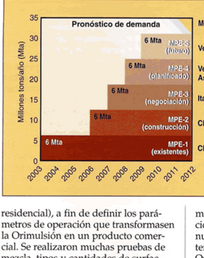


Fig. 4

Ingresos de la venta de Orimulsión en (US)$ de 2003

residencial), a fin de definir los parámetros de operación que transformasen la Orimulsión en un producto comercial. Se realizaron muchas pruebas de mezcla, tipos y cantidades de surfactante, estabilidad de la emulsion y métodos mejorados de producción de bitumen.

En 1988, Pdvsa decidió iniciar operaciones comerciales de Orimulsión y asignó la responsabilidad de desarrollo y ventas a una nueva subsidiaria, Bitúmenes Orinoco SA, con el mandato de crear un negocio rentable.

Los bloques J-20 y O-16 y sus reservas de hidrocarburos se transfirieron a Bitor para la manufactura del nuevo combustible. A partir de 1988, Bitor realizó pruebas comerciales en centrales eléctricas selectas, desarrollando la tecnología e instalaciones dedicadas a la manufactura de Orimulsión en el Campamento Morichal, que resultó en el estreno del primer modulo (MPE-1) con una producción de 5,2 millones tons/año (ó 90.000 b/d) de Orimulsión, equivalente a 63.000 b/d de bitumen. En 1988, esta capacidad se incrementó a 6 millones tons/año (112.500 b/d) de Orimulsión, equivalente a 80.000 b/d de bitumen, para satisfacer la demanda del nuevo combustible. Las instalaciones de producción e infraestructura se muestran en la Figura 1.

En cuanto a la producción de bitumen, Bitor introdujo el uso comercial de nuevos métodos tales como el uso masivo de pozos agrupados, pozos inclinados y horizontales, producción en frío, bombas de cavidad progresiva y bombas eléctricas sumergibles, todo lo cual redundó en un gran abaratamiento de la producción y la aceleración de la curva de aprendizaje para nuevas tecnologías que se usarían en la tercera ola de desarrollos de la Faja del Orinoco: el mejoramiento integrado de proyectos en la década de 1990.

Reconociendo que los hidrocarburos no convencionales de Venezuela no tenían demasiado valor en los mercados internacionales ni como combustible de calderas ni como carga de refinerías, los proyectos de mejoramiento se concibieron para elevar el valor comercial del petróleo extrapesado y del bitumen venezolano, a pesar de que previas evaluaciones económicas y proyectos de mejoramiento habían demostrado escasa rentabilidad y a pesar de que en términos prácticos no eran financiables.

La principal limitación para las mejoras era el elevado capital inicial necesario para la construcción de grandes mejoradoras que tratan el bitumen en torres de coquificación/craqueo e hidrotratamiento, la alta demanda de energía que el proceso requiere y la disponibilidad limitada de capacidad refinadora mundial para el petróleo mejorado.

El progresivo aumento del consumo y los precios del petróleo de 1990 a 1997, las nuevas tecnologías para producir petróleos no convencionales y los nuevos incentivos fiscales del gobierno venezolano en forma de una reducción temporal de los pagos de regalías y la aplicación del impuesto sobre la renta que normalmente pagan las corporaciones normal en vez de la tasa petrolera, hicieron más atractivo el desarrollo de proyectos de mejoramiento para convertir los hidrocarburos de la Faja de aproximadamente 7-9º API a petróleos más livianos y dulces de 14-30º API, dependiendo del grado de mejoramiento en cada caso.

En 1991 las subsidiarias de Pdvsa iniciaron negociaciones con compañías petroleras extranjeras para formar asociaciones estratégicas con el fin de explorar la Faja del Orinoco, lo que resultó en cuatro proyectos de mejoramiento: Cerro Negro, Petrozuata, Sincor y Hamaca. Para el año 2003 estos producían unos 500.000 b/d de crudo dulce mejorado y se esperaba alcanzar 640.000 b/d con el estreno de la mejoradora de Hamaca hacia fines de 2004.

Desarrollo de Orimulsión

Orimulsión consiste de aproximadamente un 70% de bitumen natural Cerro Negro de 8,5º API suspendido en un 30% de agua fresca mediante energía mecánica y la adición de menos del 1% de surfactantes (emulsificantes) de base de alcohol que permiten que las gotas de bitumen permanezcan en suspensión estable. Este producto puede manejarse con facilidad a temperatura ambiente y con equipo corriente. La presencia de agua mejora, además, las características de combustion del bitumen natural.

Como combustible económico para generar electricidad en centrales alimentadas a carbón o combustible pesado, Orimulsión tiene múltiples ventajas. Por ejemplo, puede usarse en plantas existentes o nuevas con sólo menores modificaciones, su precio es competitivo internacionalmente con el carbón comercial, las reservas conocidas de

bitumen son cuantiosas, es de quema fácil con buenas características de combustión y emisiones que pueden contribuir con tecnología comercial existente y cumplir con regulaciones ambientales internacionales.

El uso de controles de combustión, como quemadores de bajo NOx y quemadores ultra bajo NOx, tecnología de control postcombustión, como reducción catalítica selectiva han demostrado ser técnicas viables de control de emisiones para Orimulsión. Aunque la aplicación directa de estas tecnologías depende de cada proyecto, los niveles corrientes de emisiones en la combustión de Orimulsión usando tecnología avanzada se muestran en la Figura 2.

Las emisiones de corrientes eléctricas que se alimentan de Orimulsión son muy parecidas o inferiores a las de las más modernas centrales a carbón detodas de la mejor tecnología de control disponible, y son mucho más bajas que las de las plantas alimentadas a petróleo con sistemas de controles adecuados. Las emisiones no controladas de NOx de Orimulsión son bajas incluso en comparación con las del gas natural.

Las emisiones de CO_2 de Orimulsión son un 20% más bajas que las de carbón. Y puesto que Orimulsión es un combustible líquido, no hay emisiones asociadas con su manejo, como las hay con el carbón. Por Orimulsión también se produce 50 veces menos ceniza que con carbón.

Desde las pruebas comerciales de combustión iniciadas en 1986, Orimulsión se ha usado mundialmente como combustible comercial de calderas en centrales eléctricas del Reino Unido, Canadá, Dinamarca, Japón, Italia, Lituania, China y Barbados. También se está discutiendo su posible uso en centrales de Brasil, Costa Rica, Dinamarca, Finlandia, Alemania, Guatemala, Irlanda del Norte, Filipinas, Singapur, Corea del Sur, Taiwán, Tailandia y Uruguay.

Al venderse toda la producción del MPE-1, en diciembre de 2001 la Asamblea Nacional de Venezuela aprobó una empresa conjunta entre Bitor y China National Petroleum Corporation (CNPC) llamada Orifuels Sinoven SA (Sinoven) para desarrollar un nuevo módulo para la manufactura y producción de Orimulsión (MPE-2) con una producción de 6 millones tons/año

Fig. 5

Contribución de Orimulsión en (US)$ de 2002/barril

nistrar gran parte del proyectado aumento en la demanda de electricidad a bajo precio.

El Plan Eléctrico contempla no sólo la conversión de plantas existentes sino también la construcción de nueva capacidad especialmente diseñada para Orimulsión. El uso de Orimulsión tiene poderosos incentivos económicos para Venezuela, puesto que unos 80.000 b/d de combustibles líquidos actualmente se quemaban para generar electricidad en el país y podrían ser exportados con considerable diferencial de precio entre el mercado interno venezolano de combustible y los precios mundiales. También permitirá abrazar 140 millones de pies cúbicos diarios de gas natural que se usan en actividades industriales con un valor añadido más elevado que la generación de electricidad a precios subsidiados.

La construcción de un gran complejo generador de electricidad en la Faja del Orinoco, justo encima del yacimiento de bitumen, con reducciones apreciable y structural en costos de generación, quemando Orimulsión se manufactura "a tiempo" cerca del punto de uso, con logística sencilla y un inventario de reservas mucho menor que cuando el combustible viene de fuentes lejanas.

Los procesáticos de demanda de Orimulsión son elevados. Los planes previos de Pdvsa contemplaban el desarrollo de por lo menos tres nuevos módulos MPE-2/3/4 para elevar la producción total de Orimulsión hasta 25 millones tons/año (320.000 b/d de bitumen) de una demanda potencial de Orimulsión de más de 35 millones tons/año (Figura 3). En Venezuela de por sí las oportunidades potenciales identificadas requerirían el consumo de unos 12 millones tons/año de Orimulsión.

Aspectos económicos

Para la construcción de un módulo para producir 6 millones tons/año de Orimulsión durante 30 años, se requiere una inversión total de $630 millones, el 55% de la cual es la inversión inicial en la planta de emulsificación, instalaciones de producción y pozos de bitumen. El resto de la inversión se distribuiría en partes iguales a lo largo de la vida del proyecto para perforar nuevos pozos a fin de mantener un nivel constante de producción y compensar el declive de otros.

Los valores financieros obtenidos de la evaluación económica de un nuevo módulo de Orimulsión son muy atractivos y se comparan favorablemente con los de un proyecto de mejoramiento dado que ambos tienen una tasa de rendimiento similar del 15%, a la región.

A medida que la estructura de precios para Orimulsión pasa de la casi paridad inicial con los precios del carbón, que caracterizó su fase de inicial en los mercados mundiales, a un precio mucho más elevado que refleje plenamente la competencia entre combustibles en cada lugar de uso, los nuevos contratos de venta que se firmaron recientemente reflejan una considerable mejora en la economía de uso Orimulsión.

Otra vista notable de Orimulsión en la generación de electricidad es que el margen de beneficios obtenidos de la venta de electricidad es mucho más elevado que el margen de la venta de combustible. Hay considerable oportunidad de captar parte de este valor para el vendedor de combustible si

Tamaños: ½ pg (DN19)-6 pg (DN150)
Disponibles en aluminio, bronce de catión y acero inoxidable AISI 316. Conecte y desconecte fluido o gas sin derrames y bajo presión y flujo diferencial.

puede conseguirse cierto grado de integración vertical con el generador de electricidad, tomando la participación de fondos propios en los activos de generación de electricidad como consideración de los beneficios económicos que la reducción de costo de generación le aporta al propietario de la planta.

Por supuesto que los ingresos adicionales devengados de la oportunidad de participar en la venta de electricidad—en contrastar con sólo los de la venta de combustible—también contribuyen a una exposición adicional al riesgo.

Los ingresos de la venta de Orimulsión durante los últimos 30 años tendrán un efecto positivo en el desarrollo económico de Venezuela. Como se muestra en la Figura 4, la venta de Orimulsión generará más de $25.000 millones, un 80% de los cuales permanecerá en Venezuela, reinvirtiéndose en el país para estimular el crecimiento económico.

Desarrollo de la cartera

Pdvsa reconoció desde el principio que el único modo de obtener el máximo valor de la explotación de la Faja era el uso de técnicas de optimización de la cartera a fin de equilibrar el desarrollo de las reservas dentro de las opciones tecnológicas disponibles en distintos periodos, y así llegar a la mezcla que eleva en lo possible la eficiencia y el valor de las reservas y reduce al máximo los riesgos en ciertas condiciones restrictivas y cambios en el clima comercial.

El desarrollo histórico de la Faja del Orinoco ha podecido de condiciones restrictivas tales como:

- Pocos fondos para tener un capital limitado para invertir en nuevos desarrollos debido a la necesidad de producir ciertos flujos de caja para el Estado venezolano.
- Fluctuaciones en el interés de compañías petroleras independientes y otros posibles inversionistas en asociarse con Pdvsa e invertir en la Faja.
- Los atributos tecnológicos y el potencial relacionado para reducir costos a medida que las tecnologías evolucionan.
- Las cuotas de OPEC.
- Los atributos de los mercados objetivo y sus potenciales cambios en el futuro.
- La reticencia a cambios en el suministro de energía, puesto que a menudo requieren inversiones por parte de los productores y los consumidores de energía.
- Limitado número de refinerías capaces de usar petróleos mezclados y mejorados, ya que requieren modificaciones especiales para procesarlos.
- Los subsidios de diferentes gobiernos (productores y consumidores de energía) para dar una ventaja competitiva a ciertas tecnologías.
- El potencial de mejorar eficiencia energética en varios mercados de energía, tales como los automóviles híbridos y sus implicaciones en el consumo de gasolina.
- Legislación medioambiental, como por ejemplo, el Protocolo de Kyoto.

Como se describe en este artículo, las olas tecnológicas—dilución, Orimulsión y mejoramiento—tienen diferentes atributos tecnológicos y financieros. Actualmente, Orimulsión y mejoramiento coexisten y se complementan con notables beneficios económicos para Venezuela como métodos comprobados de monetizar la Faja dentro

Elija SoListo para su Sistema Remoto de Potencia

Nuestros sistemas solares de alta calidad se usan en aplicaciones como:

- Unidad Terminal Remota / Control de Supervisión y Adquisición de Datos
- Instrumentation • Monitoreo
- Control de Válvulas • Medidores de Flujo
- Medidores de Nivel en Tanques • Comunicaciones
- Vigilancia • Sistemas de Seguridad

Todos nuestros sistemas son fáciles de ordenar, ensamblados en la fábrica y de sencilla instalación y operación.

Visite **www.solisto.com** o contacte por correo electrónico a **solisto@earthlink.net** para más información.

SoListo

de la ventana de oportunidad que se percibe para el petróleo.

La opción de mejoramiento se centra en el transporte, puesto que el petróleo sintético se usará como carga en refinerías que producirán principalmente gasolina y, en menor proporción, combustibles industriales, y competirá en mercados petroleros que se caracterizan por la volatilidad de precios y alto riesgo.

En contraste, Orimulsión se centra en el sector eléctrico como parte de la mezcla de combustible de carga. En este sector la fluctuación de precios y el riesgo son moderados, por lo que el precio del combustible es estable y más barato que en los mercados del petróleo. Los beneficios devengados de Orimulsión no son tan elevados como los que se obtienen del petróleo, sin embargo, la estabilidad del precio reduce la incertidumbre al hacer presupuestos basados en los ingresos de Orimulsión.

El valor de Orimulsión—definido como los beneficios al Estado venezolano por barril de bitumen producido después de costos de operación y capital—es inferior al valor del petróleo mejorado. El valor reducido es consistente con los reducidos márgenes de beneficios de los mercados de electricidad.

Sin embargo, esta diferencia en valor se reduce a medida que Orimulsión compite mejor con otros combustibles, como demuestran los más recientes contratos de ventas, y las quemadas de integración vertical con los mercados de electricidad se materializan. Es importante recordar que la contribución (impuesto sobre la renta y regalías) de Orimulsión a los ingresos del gobierno de Venezuela son casi el mismo porcentaje de ingresos que los de las asociaciones mejoradoras (Figura 5).

Otras contribuciones indirectas de Orimulsión a cambiar y mejorar la competitividad de la industria petrolera venezolana son:

- Orimulsión es la primera incursión de Pdvsa en el sector eléctrico, lo que requiere muy distintos conocimientos que los convencionales de la industria petrolera y bien podría anticipar la futura diversificación de Pdvsa en este sector.
- Orimulsión es el primer hidrocarburo venezolano que se vende en Asia, un mercado no tradicional para petróleos venezolanos debido al alto costo del flete desde Venezuela hasta los puertos asiáticos y la amplia capacidad de petróleos del Golfo Pérsico en la región. La inclusión de cargamentos de petróleo venezolano en los buques que llevan Orimulsión permite la penetración de los mercados de Asia.
- Hay implicaciones geopolíticas para Venezuela, que como productor de Orimulsión facilita el que ciertos países en desarrollo, con sistemas inadecuados de generación y distribución, tengan por fin electricidad asequible para la población.

Futuro de Orimulsión

Orimulsión es, sin duda alguna, una solución tecnológica para la explotación en masa de la Faja del Orinoco que se implementó con éxito comercial cuando no había otra opción económica para la explotación rentable de los hidrocarburos no convencionales de Venezuela.

Pero la tecnología todavía tiene que evolucionar. Bitor, en asociación con Hevep, llevó a cabo un decisivo plan de investigación y desarrollo para mejorar el producto reduciendo su contenido de azufre, reduciendo el contenido de agua para elevar su valor calórico, reduciendo el costo de transporte, y mejorando del surfactante, entre otras soluciones.

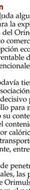
Después de 18 años de penetración en los mercados mundiales, las posibilidades de expansión de Orimulsión son prometedoras y tienen el potencial de cambiar radicalmente la oferta energética de Venezuela.

Algunos de los cambios que se anticipan son:

- La integración de los conocimientos de Bitor en el sector eléctrico con otros combustibles de Pdvsa para este mercado, creando una nueva compañía con capacidad multicombustible y expertos conocedores para entrar en el negocio mundial de la electricidad.
- La manufactura de Orimulsión en otros países con reservas de bitumenes en empresas conjuntas o a través de licencias. Esto creará la posibilidad de mezclar Orimulsión para adquirir el combustible a condiciones específicas de las centrales eléctricas y optimizar su rendimiento.
- El uso de Orimulsión como material prima en procesos de gasificación para obtener gas sintético destinado a centrales de ciclo combinado de gasificación integrada o incluso a plantas petroquímicas.
- Puesto que la quema de Orimulsión produce un 20% menos CO_2 que el carbón, hay un buen incentivo para usar la emulsión y beneficiarse de créditos fiscales y otras ventajas otorgadas a quienes, acatando el Protocolo de Kyoto, toman medidas para reducir la emisión de gases de invernadero.
- La única conclusión posible es que Orimulsión representa el mejor medio de desarrollar y obtener beneficios de las inmensas reservas de bitumen de la Faja del Orinoco desarrollando un nuevo y lucrativo mercado para los hidrocarburos venezolanos, en vista de que el sector eléctrico supondrá más del 70% de la inversión total de energía mundial en los próximos 30 años. Si Venezuela aprovecha el desarrollo de Orimulsión, como se ha anunciado recientemente, podrá mantener una singular oportunidad de mejorar la calidad de vida del pueblo venezolano. Sin embargo, los requerimientos energéticos globales son tan inmensos que Orimulsión forzosamente volverá a la escena.

El autor...

Carlos Rodríguez
(carlos_rodriguez_ffm@yahoo.co.uk) es ex-director del Grupo Financiero de Bitumenes Orinoco SA. Ha participado en el desarrollo de la Faja del Orinoco durante 22 años trabajando en Venezuela y Reino Unido. Ha sido director de asesoría, planificación y estrategia corporativa, y finanzas. Es licenciado en ingeniería metalúrgica de la Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela, y obtuvo la maestría en logística y gerencia de la cadena de suministro de Cranfield University, Reino Unido.



Bibliografía

Bitúmenes Orinoco SA, Marnulfo E., Chávez M., Sarmiento W., Hernández E., "Orimulsión: Una fuente limpia y abundante de energía", Caracas.

Energy Intelligence Group, Knapp D., "Update on competitiveness of Venezuelan crude", Segundo Taller Conjunto IEA/OPEC sobre Petróleos Pesados Perspectivas, Paris, 28 abril 2004.

Hoja de datos Orimulsión: Emisiones al Aire, 25 marzo 2003, Bitor Americas Corporation.

Guerrero S., Pacheco L., Layrisse I., "The optimal use of Venezuela's hydrocarbon reserves: A critical analysis", Middle East Economic Survey 47/24, 14 junio 2004

IEA, Venezuela Country Analysis Brief, junio 2004

IEA, World Energy Investment Outlook - 2003 / Insights, Paris, noviembre 2003.

IEA, Averbuch S., Berger M., "Report Number EET/2003/03: Applying portfolio theory to European Union electricity planning and policy-making", Paris, febrero 2003.

IEA, Ocalan C., Harbon A., "Security of supply in electricity markets: Evidence and policy issues", Paris, 2003.

Santos R., Harman K., "Portfolio optimization applied to corporate capital", Oil & Gas Journal, Agosto 1998.

World Energy Council, Busquin P., "What future for extra heavy oil and bitumen: The Orinoco case", 17 WEC Congress, Estados Unidos, 13-18 septiembre 1998.