

En procura del máximo aprovechamiento de nuestros hidrocarburos extrapesados

César Quintini Rosales

A mediados de la década de 1950, la Creole Petroleum Corporation tenía serios problemas para movilizar hasta su embarcadero de Caripito, los crudos extraídos en sus yacimientos de Temblador, Pión y Jobo, en el Sur de Monagas, ya que debido a su alta viscosidad, resultaba extremadamente exigente su bombeo. La única solución entonces aplicable era la de elevar la temperatura, operación que resultaba costosa, tanto por la inversión requerida en los calentadores, como por el costo del combustible utilizado. Se pensó entonces y se consultó al mundo universitario, sobre la posibilidad de utilizar la energía solar para calentar el crudo y al no encontrarse una solución adecuada, se optó por reducir al mínimo la producción en los citados campos y además, como los yacimientos del Norte: Jusepín y Quiriquire, estaban en temprana decadencia, la empresa decidió concentrar sus esfuerzos en lo que entonces se conocía como el BCF, iniciales del inglés “Bolívar Coastal Fields”, mejor conocidos como la Costa Oriental del Lago.

En 1956, cuando los compromisos gubernamentales excedieron su ingresos regulares, se optó por otorgar nuevas concesiones a empresas distintas a las que tradicionalmente habían operado en Venezuela. Tocó a la empresa Phillips desarrollar el campo de Morichal, situado unos sesenta kilómetros al suroeste del que fuera el campamento del ya citado de Temblador. Para aquella época aún no se conocía que todos aquellos campos del Sur de Monagas, eran parte de la hoy llamada Faja Petrolífera del Orinoco (FAPO), a la que ocasionalmente también se ha llamado Faja Bituminosa del Orinoco.

Lo cierto del caso es que se trata de hidrocarburos de alta viscosidad que en la década de 1950 requerían ser calentados para poder ser transportados, razón por la cual la Phillips debió instalar varias estaciones de calentadores a lo largo de un oleducto de unos 75 km que conducía el crudo desde el campo de Morichal hasta el embarcadero de Punta Cuchillo, en la margen derecha del Orinoco, en Puerto Ordaz.

Aunque ya un grupo selecto de geólogos estaba consciente de que al sur de la Cuenca de Maturín se encontraba un campo de gran extensión de “petroleo no convencional”, el nombre y extensión de la FAPO, se hizo

conocido a partir del IV Congreso de Geología Venezolano, cuando en sus memorias se publicó el trabajo de J. A. Galavís y H. Velarde “*Estudio Geológico y de evaluación preliminar de reservas potenciales de petróleo pesado en la faja bituminosa del Orinoco – Cuenca Oriental de Venezuela*”. Pocos tiempo después, en su libro **UNA POLITICA ENERGETICA**, publicado en 1974 Aníbal Martínez¹ aseveraba que “*sin embargo, la seguridad de la presencia de los petróleos no convencionales en el sur de la Cuenca de Maturín no es definitiva posibilidad de explotación abundante ni debe ser usada como ejemplo de nueva facilidad providencial, para la rapiña del agotamiento pronto en programas que sólo se alienten en la triste simpleza de la comercialización en los mercados internacionales de las sustancias ganadas.*” Esto fue escrito en momentos de transcendencia histórica, cuando como consecuencia del “embargo petrolero”, producto de la Guerra del Yon Kipur, los precios del crudo experimentaron lo que entonces lucía como un salto cuántico, que hicieron rentables a yacimientos que antes no eran competitivos e hicieron posible una serie de acciones que hasta entonces no habían sido contempladas.

Dos años después, el primero de enero de 1976, tuvo lugar la nacionalización de las empresas petroleras que operaban en Venezuela, pasando al control de la recién creada PDVSA, tanto las acciones de todas las concesionarias transnacionales, como también de la Corporación Venezolana del Petróleo, hasta ese momento la única empresa del Estado y la Mito Juan, empresa privada venezolana, creada e impulsada por emprendedores venezolanos liderizados por Humberto Peñaloza².

Como consecuencia de los cambios ocurridos, las concesionarias cambiaron de nombre y fueron posteriormente reagrupadas, a consecuencia de lo cual las operaciones que fueran de la Phillips en el Campo Morichal, pasaron al control de la recién creada LAGOVEN, la cual se convirtió en la primera filial de PDVSA con instalaciones operativas en la FAPO, las que con los nuevos precios del crudo, recuperaron su condición de operaciones rentables que ameritaban expansión. El conjunto de yacimientos antes identificados como Temblador, Pílon, Jobo y Morichal, conformaron entonces el campo

¹ Geólogo, UCV (1949), Stanford University (ScM 1953), de distinguida trayectoria profesional y académica, Miembro Fundador y Presidente (2007-2011) de la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat.

² Ingeniero Petrolero, UCV (1948), Universidad de Tulsa (MSc 1951) de larga y reconocida trayectoria profesional, académica y empresarial. Miembro Fundador de la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat.

mayor denominado Cerro Negro y el centro de operaciones inicial, se concentró entonces en el Campamento de Morichal situado a orillas del Morichal Largo.

Ya se contaba con tecnologías capaces de modificar la estructura molecular de los hidrocarburos muy pesados, mediante un proceso de “mejoramiento”, del cual resultaba un crudo de mayor valor comercial y también un alto volumen de coque de petróleo, conformado principalmente de carbón, azufre y componentes metálicos.

Para llevar a cabo tan exigente empresa se constituyó el proyecto DSMA (Desarrollo del Sur de Monagas y Anzoategui). El cual contemplaba inicialmente la construcción de una Planta de Mejoramiento, la fundación de una nueva ciudad para cien mil habitantes y la instalación de una planta eléctrica que utilizaría el coque de petróleo como combustible.

La fase de ingeniería del proyecto y las primeras actividades de campo marcharon aceleradamente hasta 1982, cuando el tremendo desplome de los precios del petróleo eliminaron la rentabilidad del proyecto. Sin la planta de mejoramiento, aún era posible la producción de los hidrocarburos extrapesados, pero sus condiciones físicas encarecían su transporte, razón por la cual LAGOVEN liderizó la búsqueda de soluciones para hacer rentable su movilización. De esa búsqueda surgió la Orimulsión[®]. Sobre el la cual abunda el material escrito y publicado, por lo que ahora solamente se hará referencia a una síntesis que sobre el tema puede encontrarse fácilmente en Internet³. En una muy diligente actividad comercializadora, una vez que se determinó que el hidrocarburo emulsificado podía sustituir al carbón, se logró que un conjunto de plantas en tres continentes lo comenzaran a utilizar en sus plantas eléctricas de vapor mediante conversiones relativamente simples en sus calderas. Posteriormente se realizaron una serie de ensayos para mejorar los procesos de emulsificación y también se comprobó el buen funcionamiento en plantas de gasificación integrada con ciclo combinado (IGCC). Hay abundante y extensa literatura al respecto⁴.

La empresa finlandesa Wärtsilä, reconocida mundialmente por sus motores para la propulsión de grandes navíos y la generación de electricidad, realizó una serie de exitosos ensayos operando varios de sus motores con Orimulsión[®] y construyó en Guatemala para Duke Energy, una planta de

³ [Orimulsión - Wikipedia, la enciclopedia libre](#)

⁴ [orimulsion technology assessmernt: Topics by WorldWideScience.org](#)

168 MW que puede operar con Orimulsión[®] o con Fuel Oil. También realizó ensayos exitosos con una planta de ciclo combinado usando dos de sus motores y aplicando luego los gases de escape para producir vapor e impulsar un tercer generador y así obtener con el conjunto una eficiencia térmica de 55%⁵.

El destino de los hidrocarburos extrapesados

Por su condición de ‘petróleos no convencionales’, los hidrocarburos de la FAPO requieren un tratamiento especial para entrar en el mercado petrolero establecido mundialmente, mediante varios posibles cursos de acción. Uno de ellos el conocido como el mejoramiento (“upgrading” en inglés) que consiste en un proceso químico que modifica su estructura molecular y libera un crudo convencional que puede ser procesado en gran número de refinerías en todos los continentes, pero genera como subproducto grandes volúmenes de coque con un alto contenido de metales y también cantidades importantes de azufre. El coque puede ser desmetalizado mediante un proceso desarrollado y patentado por la Universidad Simón Bolívar⁶ y posteriormente puede emplearse como combustible, generando electricidad también en plantas de gasisificación integradas con ciclo combinado.

Los hidrocarburos extrapesados pueden también usarse directamente como combustible, tanto en plantas de vapor, como en plantas con motores de explosión, pero para facilitar su transporte y manejo deben ser sometidos a un proceso de emulsificación que los convierta en Orimulsión[®]. Por tanto solamente cuando las aplicaciones para utilizar estos hidrocarburos se ubican cerca de los yacimientos, se obvia la necesidad de su conversión a Orimulsión[®]. Hay entonces dos opciones posibles para generar electricidad con esta forma de energía primaria: hacerlo en la cercanía de los yacimientos y establecer la requerida capacidad de transmisión de energía eléctrica, siendo la otra posibilidad la de emulsificar y transportar la Orimulsión[®] hasta un sitio de generación cercano a los centros de carga.

Existe además otra opción que en un momento fue la más sencilla: mezclar el hidrocarburo extrapesado con un crudo convencional liviano y obtener de la mezcla un crudo mediano, cuyo valor resulte mayor que el de sus componentes comercializados en forma separada.

⁵ [Wasa Pilot Power Plant \(WPPP\) - Power Technology](#)

⁶ [bfiequcv Palabra: Alejandría8.2.5b5](#)

De la varias opciones citadas, considérese ahora la posible utilización en Venezuela de los hidrocarburos extrapesados para la generación de electricidad.

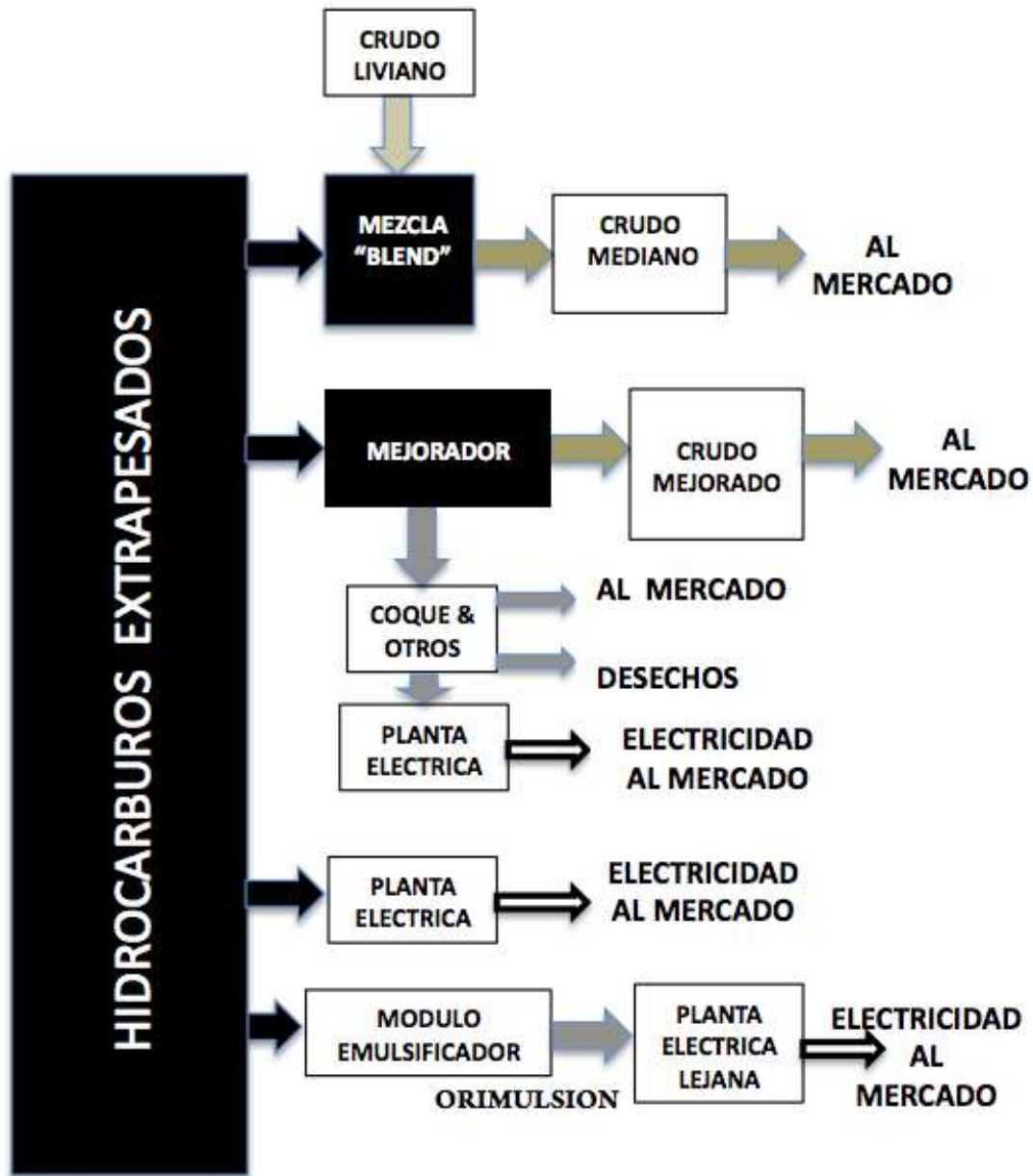
Desde que se terminó de instalar la última unidad de Caruachi, el 28 de febrero de 2006, no se ha agregado generación hidráulica de significación al Sistema Interconectado, por el contrario, por razones diversas se han sacado de servicio varias unidades, de manera que ha recaído en la generación térmica la tarea de atender el crecimiento de la demanda y compensar los retiros temporales o permanentes de generación existente. Hasta donde se ha podido, se ha incrementado la disponibilidad de gas, incluso importándolo desde Colombia, pero no ha sido suficiente. En consecuencia el incremento en el consumo de energía ha debido fundamentarse en los hidrocarburos líquidos. Usando los datos que antes publicaban **OP SIS/cng**⁷ se puede observar que entre 2006 y 2010 ocurrieron los siguientes cambios en el consumo de combustible: Gas Natural +14%, Gasoil +76% y Fueloil +30%. Debiéndose tomar en cuenta que durante ese período no se incrementó la capacidad de generación de las plantas de vapor. El consumo anual de combustibles líquidos para 2010 fue del orden de 3931 millones de litros de gasoil y 2872 mil toneladas de fueloil, volúmenes que convertidos a su equivalente en barriles fueron de 24,7 millones de barriles de gasoil y 18 millones de fueloil. De los años posteriores a 2010 no hay estadísticas de libre acceso, pero la tasa de crecimiento se redujo por las interrupciones del suministro.

Es evidente que si se reduce el consumo de combustibles líquidos, éstos se pueden exportar y los ingresos que se perciban deben acreditarse a la fuente alterna que los sustituya, lo cual puede lograrse incrementando la generación hidroeléctrica, aumentando el suministro de gas o utilizando los hidrocarburos extrapesados de los que Venezuela posee abundantes reservas.

Pero Venezuela, además de utilizar hidrocarburos negociables en el mercado mundial para generar electricidad para su consumo interno, también suple estos combustibles en condiciones especiales de venta a los países de Centro América y el Caribe, parte de los cuales se destina a la generación de electricidad. En consecuencia, allá también se hace posible una sustitución de combustibles, que permitiría igualmente llevarlos al mercado mundial para venderlos a precios más atractivos.

⁷ OPSIS: Oficina de Operación de Sistemas Interconectados – cng: Centro Nacional de Gestión del Sistema.

Se requiere, indudablemente, un análisis comparativo, donde paralelamente a los elementos de fácil cuantificación, habrá también otros que estarán sujetos al mejor criterio de los analistas. No es fácil la tarea.



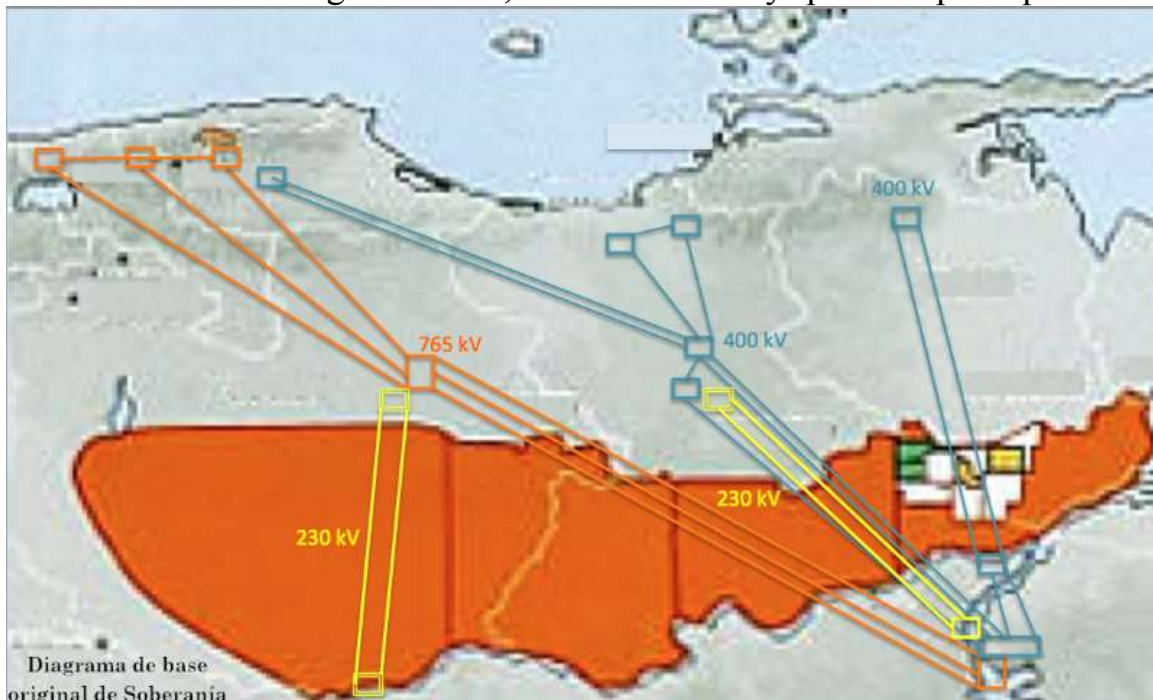
POSIBLES DESTINOS DE LOS HIDROCARBUROS EXTRAPESADOS

Los flujos reales son mucho más complejos. El diagrama trata de destacar los más significativos.

Las múltiples opciones

Según los especialistas, Venezuela tiene suficientes recursos en la forma de gas natural y potencial hidráulico, que no debiera ser necesario incurrir en el consumo de hidrocarburos exportables para la generación de electricidad, no obstante se requiere tiempo para aplicar las correcciones necesarias. Por cuanto la disponibilidad energética en la forma de hidrocarburos no convencionales es inmediata, en una etapa inicial es posible que esa opción resulte atractiva, no solamente por los ahorros potenciales que implica, sino por la oportunidad que se tendría de llegar a desarrollar en el país tecnologías relacionadas con el uso de dicho combustible, tanto en los aspectos conceptuales y de manufactura, como en el mantenimiento y operación de los equipos, conocimiento que complementaría la oferta de dichos combustible a las regiones donde su aplicación resulte competitiva.

El territorio de la FAPO está cruzado en buena parte de su extensión por las líneas que transportan la energía generada por las plantas de la cuenca del río Caroní: Tres líneas de 765 kV, cinco de 400 kV y dos de 230 kV. Por todas ellas fluye energía del sureste al noroeste. Esas líneas entregan importantes bloques de energía en Oriente, tanto para las operaciones de extracción del crudo y el gas, como para alimentar las estaciones de bombeo y las plantas de tratamiento del gas natural, las refinerías y plantas petroquímicas.



También atienden el consumo eléctrico de todos los estados orientales. Existe además una línea aislada para 230 kV y actualmente operada a 115 kV, que transporta la energía del Caroní, desde el centro del Estado Guárico,

hasta Puerto Ayacucho, que alimenta también los centros poblados venezolanos de Cabruta, Caicara del Orinoco y Puerto Páez, así como también a Puerto Carreño, en Colombia.

La electricidad adicional que se llegara a producir en la FAPO, complementaría el suministro regional de Oriente y liberaría excedentes de electricidad para alimentar el consumo del Centro y Occidente del país.

De manera complementaria se podría instalar plantas generadoras en Margarita, en la Costa Norte y en la Cuenca del Lago de Maracaibo, plantas que por razones de transporte se alimentarían con Orimulsión[®] entregada por vía marítima.

Previendo la posibilidad ya mencionada, de que eventualmente se llegará a producir suficiente gas natural para la generación termoeléctrica y se retomarán los desarrollos hidroeléctricos, la generación que se instale en la Costa Norte y en la Cuenca del Lago de Maracaibo, debiera ser del tipo de plantas flotantes, quizás utilizando motores de explosión conformados en ciclo combinado para mejorar su eficiencia térmica. Cuando estos equipos llegaran a ser desplazados por hidroelectricidad por generación térmica a gas, u otros tipos de energías renovables que sean más económicos, las plantas flotantes podrán ser reubicadas en otros países que consuman combustibles venezolanos ahora vendidos en condiciones especiales y que al liberarlos, pudieran ser vendidos en el mercado mundial en términos que generen mayores ingresos.

Eventualmente Venezuela pudiera desarrollar un sistema de plantas térmicas alimentadas por Orimulsión[®] en todo el arco de islas caribeñas que hoy son parte de Petrocaribe, así como en los países centroamericanos que también se benefician de las condiciones especiales de venta de los hidrocarburos venezolanos. El surtir ese mercado regularmente puede generar un patrón de tráfico que pudiera aplicarse al flujo de otros bienes negociables, siempre y cuando exista la creatividad necesaria para concebir naves, capaces de cumplir con ese doble propósito.

Áreas de investigación

Es un hecho irrevocable que los hidrocarburos extrapesados poseen una serie de impurezas, que al final de su combustión constituyen un serio problema ambiental. El reducir su efecto a niveles tolerables por las disposiciones de los países que los utilicen, es un requisito importante para lograr su efectiva comercialización.

Los elementos metálicos que se encuentran mezclados con los hidrocarburos pueden resultar de un alto valor comercial, circunstancia que debiera aprovecharse cuando los volúmenes que se manejen alcancen una escala que haga rentable su recuperación. Ya se comentó que en Venezuela se han logrado exitosos ensayos, que han permitido la separación del vanadio del coque resultante de los procesos de mejoramiento.

Además de los tópicos de investigación básica, se requiere realizar una serie de estudios comparativos para identificar, entre las diferentes tecnologías para el uso de los hidrocarburos extrapesados en la generación de electricidad, cual o cuales resultarían de mayor ventaja para ser aplicadas en Venezuela y en los países con los que se mantiene una relación energética de excepción. A los precios actuales de los hidrocarburos líquidos en el mercado mundial, el consumo anual en Venezuela representa sumas del orden de los cuatro a cinco mil millones de dólares (USD 4 a 5 x 10⁹) lo que debiera constituir un notable incentivo para patrocinar la investigación. El diseño y construcción de embarcaciones que permitan realizar de manera conjunta el transporte de carga general junto con el combustible de baja volatilidad es otro reto a la creatividad.





Planta Flotante en Bengladesh – Fotografía de un folleto de Wärtsilä

BIBLIOGRAFIA

Ya se ha comentado que existe una muy extensa bibliografía sobre la Faja Petrolífera del Orinoco y sus hidrocarburos, lo que significaría una larga lista de publicaciones que no tendría cabida en este escrito. Sin embargo hay opiniones que debieran conocerse, por cuanto representan visiones diferentes, quedando a juicio del lector la valoración de dichos enfoques.

Galavís, J. A. y Velarde, H. - Estudio geológico y de evaluación preliminar de reservas de petróleo pesado en la faja bituminosa del Orinoco – Cuenca Oriental de Venezuela – IV Congreso Venezolano de Geología – Caracas 1972.

Martínez , Aníbal R, - **UNA POLITICA ENERGETICA** – EDRECA EDITORES – Caracas 1974

Martínez , Aníbal R, - **La Faja del Orinoco** – Editorial Galac – Caracas 2004

Mommer, Bernard – **La Orimulsión: verdades científicas y mentiras políticas** – Interciencia, vol. 29, num. 1, enero, 2004

[La orimulsión: verdades científicas y mentiras políticas](#)

Poleo Uzcátegui, Víctor J. – **El Precio de La Orimulsión** – Soberanía.org
http://www.soberania.org/Articulos/articulo_2656.htm