





# El síndrome de la Orimulsión

Juan Carlos Boué

*Todos los derechos reservados. Prohibida la reproducción total o parcial de este material por cualquier medio, sea mecánico, electrónico o fotocopia sin la autorización expresa del autor y/o editor.*

© Juan Carlos Boué  
© de esta edición, Fondo Editorial Darío Ramírez, 2013

Depósito legal: lf86220100701116  
ISBN: 978-980-259-941-7

Diseño de colección y cubierta: Idanis Pozo  
Producción editorial: Estela Aganchul

Impreso en Venezuela / *Printed in Venezuela*

## NOTA DE LOS EDITORES

El tema de la política petrolera posterior a la mal llamada nacionalización del petróleo implementada por la IV República, constituye la referencia principal en la cual se inscribe el libro *El síndrome de la Orimulsión*, de Juan Carlos Boué. A través de uno de sus casos más emblemáticos –el Proyecto Orimulsión– el autor presenta, con el respaldo de una amplia documentación, todos los rasgos de la política antinacional conocida como Apertura Petrolera, con la cual se buscaba, en fin de cuentas, la privatización de la industria petrolera nacional.

Con *El síndrome de la Orimulsión*, el Fondo Editorial Darío Ramírez da continuidad a la colección Plena Soberanía Petrolera, dirigida a promover el estudio y la discusión acerca del tema energético para la construcción del socialismo, eje fundamental de la Revolución Bolivariana que liderará por siempre nuestro Comandante Eterno, Hugo Chávez Frías.



## ÍNDICE

PRÓLOGO <i>por Bernard Mommer</i> .....	9
El Proyecto Orimulsión: los hechos .....	11
Una espesa cortina de humos y mentiras.....	13
El Proyecto Orimulsión: La Política.....	16
El Síndrome .....	18
¿Puede repetirse el desastre de la Apertura Petrolera? .....	20
Epílogo.....	21
1. INTRODUCCIÓN .....	23
Aclaración previa: unidades de medición .....	29
PRIMERA PARTE: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL “NEGOCIO”	
2. CONSIDERACIONES GENERALES.....	35
La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) .....	35
La naturaleza de la Orimulsión .....	36
Resumen .....	40
3. EL PRECIO DE LA ORIMULSIÓN .....	41
Usos alternativos para el crudo extra pesado: para formación de Orimulsión o como componente en segregaciones comerciales pesadas .....	42
Precio de realización del crudo extra pesado en usos alternativos..	48
¿Por qué la Orimulsión no fue utilizada a gran escala como insumo de refinación? .....	53
Los precios de la Orimulsión y la obsesión por la confidencialidad de Bitóric .....	58
Ajustes adicionales a los precios .....	60
La Orimulsión y la cuota OPEP de Venezuela .....	66
Conclusión.....	79
Resumen .....	84

4	LA CUESTIÓN DE LA RENTABILIDAD DEL CAPITAL DEDICADO A LA ORIMULSIÓN .....	91
	La prehistoria de las actividades de producción en la FPO .....	94
	El veredicto de PDVSA/Bitor respecto a la rentabilidad del capital invertido en Orimulsión .....	107
	¿A qué se debe el pobre desempeño del negocio de Orimulsión, según sus propios defensores y promotores? .....	112
	¿A cuánto asciende la destrucción de capital si no se acepta la contabilidad de Bitor?.....	119
	La Orimulsión: un negocio integrado .....	124
	¿Por qué no Orimulsión para el mercado doméstico venezolano?.	131
	Conclusión .....	141
	Resumen .....	146
5.	LA ORIMULSIÓN Y EL PRECIO DE LOS RESIDUALES .....	155
	¿Qué combustibles desplazaba la Orimulsión? .....	157
	Impacto estructural de la Orimulsión sobre el mercado de combustible residual .....	163
	Efectos de la Orimulsión sobre el piso para el precio del com- bustible residual.....	170
	Cuantificación de los daños indirectos .....	176
	Resumen .....	179
6.	ORIMULSIÓN: LA DIMENSIÓN FISCAL .....	183
	La regalía .....	186
	El impuesto sobre la renta.....	199
	La Orimulsión y la valorización de los recursos de la FPO .....	201
	Resumen .....	205
7.	LA ORIMULSIÓN: UN BALANCE ECONÓMICO.....	209
	¿Por qué la Orimulsión habría de ser más barata que el (verdadero) bitumen natural de Alberta?.....	211
	Resumen .....	221

## SEGUNDA PARTE: ANÁLISIS CIENTÍFICO E INSTITUCIONAL DE LA POLÍTICA DE ORIMULSIÓN

8.	CONSIDERACIONES EN TORNO AL BITUMEN NATURAL .....	227
	Bitumen vs. bitumen natural .....	227

Viscosidad dinámica en el yacimiento: único criterio para determinar si una substancia es o no es un bitumen natural .....	230
La confusión entre bitúmenes naturales y asfaltos naturales .....	233
Otro problema terminológico: el asfalto de América es bitumen en Europa.....	235
Resumen .....	239
9. LA DIMENSIÓN ARANCELARIA DE LA ORIMULSIÓN ....	241
Resumen .....	249
10. LA ORIMULSIÓN NUNCA FUE PREPARADA CON BITUMEN NATURAL .....	251
Bitor y la utilización selectiva de criterios de definición.....	252
El extraño caso del cambio de opinión de Aníbal Martínez.....	255
¿Bitumen natural o crudo extra pesado? Conclusiones de los esfuerzos exploratorios del Ministerio de Energía y Minas (1972–77) y PDVSA (1978–82) en la FPO.....	258
Bitor nunca explotó reservas de bitumen natural en el área mayor de Cerro Negro.....	261
¿Cómo se compara el supuesto bitumen natural que falsamente decía Bitor que producía contra auténticos bitúmenes naturales? .	276
La reclasificación de reservas de Bitor y la reputación científica de la industria petrolera venezolana .....	282
Un antecedente muy revelador: la disputa de los condensados .....	286
El objetivo último del juego de PDVSA con las definiciones: la destrucción del sistema de cuotas OPEP .....	291
Resumen .....	304
11. ¿CUÁNTO VALE UN NOMBRE? LA PREGUNTA DEL MILLARDO DE DÓLARES.....	311
Viscosidad y densidad: conceptos cercanos pero no sinónimos.....	312
Afinidades entre ciertos crudos extra pesados y bitúmenes (asfaltos) naturales.....	314
El petróleo crudo es una mercancía transable, el bitumen natural no necesariamente... ..	317
El problema del precio para el petróleo crudo y sus derivados en el mercado para combustibles de generación eléctrica .....	319
Orimulsión: ¿a favor de quién? .....	327
Resumen .....	331

12. ORIMULSIÓN: ¿POR QUÉ Y PARA QUÉ? .....	335
Génesis de la Orimulsión: el problema del transporte de los crudos extra pesados .....	336
Evolución temprana del mecanismo de precios y política comercial para la Orimulsión .....	350
La Orimulsión y la estrategia de maximización a ultranza de la producción .....	354
La Orimulsión y la conservación de los recursos petroleros de Venezuela .....	361
Resumen .....	373
13. CONCLUSIONES POLÍTICAS: ¿CÓMO EVITAR QUE EL DESASTRE DE LA ORIMULSIÓN SE VUELVA A REPETIR? .	379
La Orimulsión: síntoma y consecuencia de la descomposición del ente regulador de la industria petrolera.....	379
El Ministerio de Petróleo: héroe protagonista y víctima del proceso de Nacionalización.....	381
El desmantelamiento del control fiscal de la industria petrolera nacionalizada.....	387
APÉNDICE: ANÁLISIS DETALLADO DE CONTRATOS SELECCIONADOS DE ORIMULSIÓN .....	409

## PRÓLOGO

La política petrolera venezolana, desde principios del siglo XX y hasta 1975, puede resumirse en pocas palabras: se trataba de hacer valer el recurso natural, recaudar las ganancias extraordinarias que arrojará la producción petrolera, y defender los precios correspondientes. Sobre el éxito de esta política, no puede haber duda alguna. Desde un punto de partida histórico de cero —las primeras concesiones, basadas en el Código de Minas de 1910, sólo pagaban impuestos generales, pero nada por el recurso natural mismo— el valor del recurso natural llegó a tener, a partir de la primera mitad de los años 1970, un peso aplastante frente a las ganancias del capital, hasta el punto que estas últimas llegaron a representar un porcentaje bien inferior al 10% del primero. La consecuencia última de esta asimetría fue la nacionalización de la industria petrolera la cual, se suponía, habría de subordinar de manera definitiva la maximización de las ganancias a la maximización de la renta de la tierra.

La historia de la política petrolera venezolana, desde 1975 y hasta 1998, puede resumirse en todavía menos palabras: fue diametralmente contraria a la anterior. Su objetivo último era forzar los precios a la baja, maximizar volúmenes de producción sin importar precios, y hacer las adaptaciones correspondientes al régimen fiscal. Esta política anti-nacional fue una de las causas principales que llevaron, en 1998, al colapso de los precios internacionales del petróleo, los cuales alcanzaron los niveles más bajos registrados desde la Segunda Guerra Mundial. Empero, el colapso de los precios también trajo aparejado el colapso del régimen político bipartidista, entonces imperante desde hacía cuarenta años, y la victoria de Hugo Chávez en las elecciones presidenciales de diciembre de 1998.

Ese cambio radical en la orientación de la política petrolera venezolana se explica por la nacionalización. Hasta 1975, el actor principalísimo de tal política fue el Ministerio de Petróleo (en sus varias denominaciones), asiento institucional del recurso natural de

propiedad pública nacional. Tras la nacionalización, el actor principalísimo pasó a ser la compañía petrolera nacional, Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PDVSA), con su tren ejecutivo, el cual se había formado, profesional e ideológicamente, dentro de las concesionarias internacionales a lo largo de las décadas previas a la nacionalización. Este tren ejecutivo iba a trabajar, desde un principio, para lograr el regreso del capital extranjero a la industria petrolera venezolana, pero además en condiciones especialmente favorables para los países consumidores en materia fiscal (hasta el extremo de que las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco disfrutaron de los niveles impositivos más bajo de nuestra historia, ya casi centenaria, como país productor de petróleo). Ello condujo finalmente a un período caracterizado por confrontaciones entre el gobierno en turno y la compañía nacional, el cual culminó con el sabotaje petrolero de diciembre/enero de 2002/2003, y la derrota de lo que hoy se conoce como la ‘vieja PDVSA’.

Juan Carlos Boué en su libro aborda el tema de la política petrolera posterior a la nacionalización a través de un caso emblemático: el Proyecto Orimulsión. En efecto, éste presenta de forma nítida todos los rasgos de una política petrolera anti-nacional –la política de *Apertura Petrolera*– con la cual se buscaba minimizar el valor del recurso natural y, con ello, la recaudación fiscal. Pero no obstante que se trata de un solo ejemplo, éste no deja de ser sumamente complejo y difícil, hecho que se refleja en el libro de Boué, un estudio detallado de los aspectos científicos, técnicos y económicos del Proyecto Orimulsión, basado en una amplia documentación. Su autor, con una capacidad intelectual y analítica excepcional, se esmeró en cubrir cada uno de los hechos objetivamente relevantes, así como los argumentos subjetivamente relevantes que determinaron, en uno u otro momento, la discusión política y económica en torno al Proyecto Orimulsión, sus avances y sus éxitos, y a fin de cuentas, su fracaso.

El libro de Boué se dirige así a un público con ciertos niveles de conocimientos técnicos y hasta científicos, a ese mismo público que ha sido objeto de las campañas de información –más precisamente de desinformación– de los promotores de la Orimulsión. Sin embargo, el caso de la Orimulsión tiene de por sí un interés general mucho más amplio, como ejemplo emblemático de lo que fue y de lo que significó la Apertura Petrolera para Venezuela. En definitiva, se puede leer como un estudio de caso por medio del cual se explica, y se llega a entender,

por qué colapsó la IV. República, así como la importancia decisiva de la derrota de la 'vieja PDVSA' en la consolidación de la V. República. Es con este público mucho más amplio en mente que presentamos a continuación un resumen popular de este libro.

## **El Proyecto Orimulsión: los hechos**

La Faja Petrolífera del Orinoco se extiende sobre un área de 55 mil km<sup>2</sup>. En la actualidad los estudios de PDVSA estiman el petróleo físicamente existente en el área, en 1.360 miles de millones de barriles, esencialmente de petróleo extra pesado (petróleo más pesado que el agua). De esta cantidad de petróleo *in situ*, el Ministerio de Petróleo reconoce hoy como reservas probadas, aproximadamente, 260 mil millones; para hacernos una idea de esta magnitud, señalemos que las reservas probadas de Arabia Saudita son apenas superiores, al llegar a 265 mil millones de barriles. De manera que la Faja Petrolífera del Orinoco es de una magnitud tal que por sí sola garantiza al país su presencia como un exportador de primera importancia para todo el futuro previsible. (En cambio, las reservas probadas de Venezuela de crudos 'convencionales', más livianos, apenas suman alrededor de 37 miles de millones de barriles).

### *La Orimulsión*

Una característica de ese petróleo extra pesado es que es líquido en las condiciones originales de los yacimientos, de manera que puede producirse con métodos convencionales; pero deja de fluir bajo condiciones normales en la superficie. Esta característica plantea un problema —que no es exclusivo de los crudos extra pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco— muy significativo para su transporte. Bajo ciertas circunstancias, el problema puede atenuarse recurriendo al transporte en oleoductos y buques calentados. Esto se hace, por ejemplo, con el crudo Boscán, un crudo asfáltico sumamente denso que Venezuela ha venido produciendo desde hace setenta años ya. Otra solución tradicional ha sido la de diluir los crudos extra pesado en cuestión, con crudos más livianos, en una proporción tal que la mezcla resultante fluye libremente en condiciones ambientales normales.

Sin embargo, el Instituto Venezolano del Petróleo (INTEVEP),

en los años 1980, exploró una nueva, tercera opción: la posibilidad de mezclar crudo extra pesado con agua, con la ayuda de químicos emulsificantes para estabilizar la mezcla. El resultado fue la Orimulsión, una mezcla de 70% de crudo extra pesado con 30% de agua. Como parte del proceso de formulación de la Orimulsión se descubrió que ésta podría servir tal cual como un combustible para centrales de generación eléctrica. Su uso sólo requeriría, por una parte, de instalaciones específicas para quemarla y, por la otra, de filtros poderosos para retener elementos contaminantes y tóxicos contenidos en el crudo extra pesado que, de otra manera, se arrojarían a la atmósfera tras la combustión de la Orimulsión.

### *La Orimulsión y el Valor del Crudo Extra pesado*

Para penetrar en el mercado de las centrales eléctricas, los promotores de la Orimulsión decidieron que el precio de ésta debería ser competitivo con el precio del carbón —y no con el combustible residual, bastante más caro— por lo cual el valor del barril de crudo extra pesado tendría que ajustarse de manera correspondiente. Con ello se estableció una política de precios mínimos, pues el precio del carbón, como se sabe, representa el mínimo absoluto para el petróleo crudo y sus derivados, por las múltiples ventajas de éstos como combustibles líquidos frente al carbón como combustible sólido.

El nivel de los precios que tenían en mente los promotores de la Orimulsión, se desprende del Convenio de Regalía firmado con el Ministerio de Petróleo en 1996. Este Convenio estableció un mínimo para el precio de liquidación de la regalía del crudo extra pesado utilizado en la formación de Orimulsión, de US\$0,68 por barril, con lo cual la regalía correspondiente (a la tasa usual de un sexto), sería de US\$0,11. Y, de hecho, durante los años siguientes, sería ese mínimo, y nada más, el cual PDVSA pagaría. Este precio, por cierto, era el mínimo absoluto definido en la Ley de Hidrocarburos de 1943 (!), todavía vigente a esas fechas, para el crudo de peor calidad producido en ese entonces en Venezuela. Por si esto fuera poco, el Convenio de Regalía también definió un precio *máximo* —una verdadera innovación— de US\$7,04 por barril. Es decir, el Estado, al cual le correspondía por ley y como propietario, una regalía de un sexto, le tocaría como *máximo* US\$/b 1,17 (un sexto de US\$7,04), sin que importara cuál hubiera sido el precio del carbón o el precio de realización de la Orimulsión.

Por otro lado, desde que entró en vigencia la primera Ley de Impuesto sobre la Renta en Venezuela, en 1943, siempre se habían aplicado tasas mayores al sector petrolero que al sector no petrolero. Esta distinción también desapareció en el caso de la Orimulsión. Así, mediante una reforma legal en 1993, la producción de la Orimulsión se ubicó como una actividad del sector no petrolero, de manera que la tasa aplicable a la misma ya no sería la petrolera de 67,7%, sino la no petrolera de 34%.

### *Conclusiones*

En definitiva, el Proyecto Orimulsión buscaba ante todo minimizar el valor del recurso natural, tanto del lado de los precios como del lado del régimen fiscal. Resumiéndose de esta forma los hechos fundamentales, vista la Orimulsión al desnudo, es obvio que políticamente era muy difícil, si no es que imposible, ‘vender’ ese Proyecto al Poder Legislativo. De allí que PDVSA lo presentara, pudorosamente, detrás de una espesa cortina de humo, y de mentiras. Levantar esta cortina es lo que Juan Carlos Boué se propone, de manera por demás indiscreta, en su libro *El Síndrome de la Orimulsión*.

## **Una espesa cortina de humos y mentiras**

### *Barriles y toneladas*

Para empezar, en Venezuela la producción de petróleo se mide usualmente en barriles, una medida volumétrica; en cambio, PDVSA siempre se refirió al precio de la Orimulsión en toneladas, una medida de peso. De manera que se requiere cierto conocimiento técnico para convertir una medida en la otra, lo que de por sí tiende a crear confusión, máxime si se quería comparar el precio de la Orimulsión con los precios del petróleo en general.

Por ejemplo, en diciembre de 2001, al solicitarse a la Asamblea Nacional que aprobara una asociación con empresas chinas para producir Orimulsión, se le informó que el precio de venta para ese año, conforme a un contrato de suministro ya existente, había sido de US\$32,60 por tonelada: así nada más. ¿Cómo convertir este precio en barriles, libras de agua (a la cual podemos atribuir un valor mercantil de cero)? Pues bien, el resultado es un precio de US\$7,46 por barril. Pero

producir Orimulsión cuesta dinero, y bastante, de manera que el valor imputable al barril de crudo extra pesado, antes de su transformación en Orimulsión, era de aproximadamente US\$5,00 por barril.

Pero las interrogantes no se terminan después de superado exitosamente este primer obstáculo. Se impone la siguiente pregunta: ¿era éste un precio acorde con el mercado; o sea, comparable con el precio de mercado del crudo extra pesado utilizando con fines distintos a su transformación en Orimulsión?

### *Los precios del crudo extra pesado y del 'bitumen natural'*

Dicha comparación, de acuerdo con PDVSA, era imposible. Para sustentar esta posición, la compañía había desarrollado de forma oportuna una tesis, según la cual en la Faja Petrolífera del Orinoco no había petróleo, sino bitumen natural, supuestamente una sustancia totalmente distinta. Como bien explica Boué, la posición de PDVSA equivalía a sostener que el agua congelada no es agua, sino hielo, y que las dos cosas son radicalmente distintas, por lo cual no resulta válido comparar al hielo descongelado con el agua. Así, partiendo del hecho indudable de que, en la superficie y a temperaturas ambientales, el crudo extra pesado dejaba de fluir y se comportaba como un auténtico *bitumen*, PDVSA concluyó que, bajo las condiciones naturales y a temperaturas mayores prevalecientes en los yacimientos, dicho bitumen estaría presente bajo la forma de *bitumen natural* en estado líquido, pero de ninguna manera bajo la forma de crudo extra pesado. Huelga decir que esta posición contravenía las normas científicas de clasificación establecidas internacionalmente.

De esta manera, cuando en 1988 PDVSA creó una filial específicamente para producir Orimulsión, a dicha filial se le bautizó con el nombre de *Bitúmenes del Orinoco* (Bitor), aunque jamás iba a producir un solo barril de bitumen *natural*. (En contraste, sí se produce bitumen *natural* en las arenas de Athabasca en Canadá, por medio de la *minería* a cielo abierto y con poderosas máquinas excavadoras. Bitor, en cambio, siempre produjo un líquido –petróleo crudo extra pesado– a través de pozos petroleros convencionales lo cual, por cierto, es un método de producción muchísimo más barato.)

Luego, con la ayuda de la British Petroleum –con la cual PDVSA formó una filial en Londres, BP-Bitor– se iniciaron trámites ante las autoridades aduaneras internacionales, para que se clasificara la Ori-

mulsi3n como una especie de ‘carb3n l3quido’, puesto que se trataba de part3culas de bitumen (o sea, part3culas de un s3lido) suspendidas en agua. Ello se hizo, desde luego, con el fin de obtener un tratamiento arancelario en los pa3ses desarrollados comparable al del carb3n (que es mucho m3s favorable que aqu3l para el petr3leo crudo). Una vez logrado esto, el pr3ximo paso consisti3 en solicitar al Ministerio de Petr3leo, en 1994, que las reservas en el 3rea de Bitor, hasta entonces consideradas oficialmente crudo extra pesado, fueran reclasificadas como bitumen *natural*, con el solo argumento que no hab3a que poner en peligro la clasificaci3n de la Orimulsi3n como ‘carb3n l3quido’ por parte de las autoridades aduaneras internacionales. Y as3 efectivamente se hizo.

Una de las consecuencias que esto tuvo fue que, de all3 en adelante, diferenciar radicalmente entre agua congelada y hielo, o entre agua y hielo descongelado, se volvi3 un asunto de patriotismo. De esta forma, cuando PDVSA solicit3 en dos oportunidades (1996 y 2001) al Poder Legislativo que, conforme a la legislaci3n vigente en la materia, se le diera autorizaci3n para formar una asociaci3n de Bitor con el capital privado con el fin de producir Orimulsi3n, entre los *Considerandos* incluidos en dichas solicitudes y, finalmente, en las Autorizaciones correspondiente, se afirmaba, patri3ticamente, que “en la Faja del Orinoco se encuentran cuantiosas reservas probadas de bit3menes naturales”.

Ahora bien, no obstante ese *Considerando*, en dichas Autorizaciones se deleg3 la tarea de definir de ‘bitumen natural’ a los mismos socios: “En el Convenio de Asociaci3n a ser celebrado, deber3n establecerse los par3metros de definici3n de bitumen natural.” Luego en los Convenios de Asociaci3n correspondientes, se reprodujo, correctamente, la definici3n de ‘bitumen natural’ del XII. Congreso Petrolero Mundial, de 1987: “un tipo de petr3leo... que existe en yacimientos naturales en estado s3lido o semi-s3lido”, y se especific3 asimismo, de una forma cient3ficamente v3lida por cierto, el umbral de viscosidad que marca la diferencia entre un bitumen natural y un petr3leo crudo extra pesado (es decir, entre un s3lido o semi-s3lido, y un l3quido). Dichas definiciones serv3an perfectamente a los prop3sitos de estas asociaciones en materia arancelaria. Pero planteaban un ligero problema; a saber, que en las 3reas que se iban a conceder a las asociaciones –3reas de Bitor– no hab3a bit3menes naturales (por la sencilla raz3n de que los

hidrocarburos que habían de producir las asociaciones podían fluir libremente a través de pozos petroleros convencionales). Para obviar dicho problema, y de forma muy sabia, el Poder Legislativo autorizó a los asociados a “llevar a cabo la explotación de campos de bitumen natural y sus fluidos asociados”. Así, las asociaciones bien podrían no producir ni un barril de bitumen natural, pero quedarían más que complacidas produciendo sus ‘fluidos asociados’.

Pero volvamos a la cuestión del precio. Vamos a comparar el precio del ‘bitumen natural’ con el precio del crudo extra pesado. En 2001, como vimos, Bitor informó a la Asamblea Nacional que el barril de ‘bitumen natural’ valía, aproximadamente, US\$5,00. En este mismo año se mezclaron diariamente unos doscientos mil barriles de crudo extra pesado con cien mil barriles de un crudo más liviano, conocido como Mesa, para producir una mezcla líquida a temperaturas ambientales, conocida como Merey. Ahora bien, en esta mezcla, el barril de crudo extra pesado se valorizaba en US\$15,05: ¡una diferencia de US\$10,05 por barril!

De hecho, a lo largo del período que va de 1990 (cuando se vendieron los primeros cargamentos experimentales de Orimulsión) hasta diciembre de 2006 (cuando el Ministerio de Petróleo puso fin a la producción de Orimulsión), estos descuentos promediaron US\$10,04 por barril. Si se toma en cuenta el volumen total vendido entre 1990 y 2006 (300 millones de barriles), los descuentos sumaron tres mil millones de dólares. Los descuentos fueron menores cuando los precios del petróleo fueron especialmente bajos (entre 1998 y 1999), pero aún así eran del orden de US\$1,50 por barril. Para 2006, con el precio internacional del petróleo en franca recuperación, tocaron los US\$37,00 por barril. (Por cierto, en el Apéndice del libro de Boué se encuentra un apéndice con un análisis detallado de los más importantes contratos de suministro de Orimulsión).

## **El Proyecto Orimulsión: La Política**

### *Los precios del ‘bitumen natural’ y del petróleo crudo en general*

Los promotores de la Orimulsión siempre sostuvieron que la Orimulsión competiría solamente con el carbón en las centrales eléctricas, y así justificaban su bajo precio. Pero la verdad era otra. En

la mayoría de los casos, la Orimulsión no solamente sustituyó combustible residual —es decir, petróleo y no carbón— sino que, peor aún, sustituyó combustible residual *venezolano*. Dado que la mayoría de los yacimientos venezolanos albergan crudos de baja gravedad, Venezuela es un productor muy importante de combustible residual, un producto pesado y bastante sucio (con un alto contenido de azufre). El combustible residual representa lo que se llama ‘el fondo del barril’; es decir, lo que queda después de que se han extraído todos los componentes más livianos y valiosos del petróleo crudo, de acuerdo con la capacidad tecnológica de la refinería en cuestión. Así, la Orimulsión, más allá de los descuentos directos en el precio de los barriles procesados, también ejercía una presión hacia la baja sobre los precios de las exportaciones venezolanas de combustible residual.

Por otra parte, esta presión no dejaba de tener efecto sobre el nivel general de precios del petróleo crudo y sus derivados, por la sencilla razón de que el combustible residual puede convertirse en derivados más livianos mediante la inversión en instalaciones de alta conversión, es decir, en refinerías más sofisticadas.

#### *Cuotas OPEP y Soberanía Nacional*

Lo que surge así del análisis, es que el Proyecto Orimulsión apuntaba a ejercer una presión a la baja sobre toda la estructura de precios del petróleo y sus derivados. Ello se hace particularmente obvio cuando se llega a la cuestión de las cuotas OPEP, las cuales fueron concebidas para fines opuestos, es decir, para defender los precios en contra de presiones a la baja. Cabe señalar que PDVSA insistió, desde el principio, que la producción del supuesto ‘bitumen natural’ utilizado en la Orimulsión no estaría sujeta a ese sistema de cuotas, pues no se trataría de petróleo crudo. De nuevo, la compañía convenció al Poder Legislativo de ello, de tal manera que en las dos Autorizaciones para producir Orimulsión antes citadas, en 1996 y 2001, se afirmó que:

En virtud de que los organismos oficiales internacionales de clasificación arancelaria han dictaminado que la Orimulsión es un hidrocarburo no petrolero, los niveles de producción de bitumen natural destinados a la elaboración de Orimulsión por La Asociación no se considerarán sujetos a los compromisos internacionales de la República (Bolivariana) de Venezuela derivados de su participación en organizaciones internacionales.

Pero éste era solamente un primer paso, porque en los contratos de los cuatro proyectos para el mejoramiento de crudo extra pesado, se iban a incorporar luego cláusulas según las cuales la producción de dichos proyectos tampoco estaría sujeta al sistema de cuotas OPEP y, más aún, no estaría sujeta ni siquiera al poder del Estado venezolano de regular la producción por decisión propia. Así, lo que se presentó a la opinión pública en un ropaje nacionalista —una supuesta defensa en contra de la posibilidad de que el gobierno venezolano, en el seno de la OPEP y en apoyo de los precios, pudiera acordar recortes de producción— resultó ser un ataque de fondo a los derechos soberanos del Estado venezolano a regular la producción de recursos naturales agotables y, más aún, no renovables.

Resulta entonces que el Proyecto Orimulsión apuntaba, por una parte, a despojar a Venezuela de un derecho soberano y, por la otra, sacar a Venezuela de la OPEP, de la cual el país había sido miembro fundador de primera importancia. Venezuela iba a salir de la OPEP progresivamente y en la misma medida en que la producción nacional fuera desplazándose hacia la Faja Petrolífera del Orinoco. En la actualidad, la producción de la Faja ya representa alrededor de un tercio del total, y la tendencia sigue siendo creciente.

## El Síndrome

El balance del negocio de la Orimulsión que presenta Boué, es devastador. Además, es completo: no perdona ni una. Así, por ejemplo, responde de una vez la pregunta, ¿por qué —como sus promotores siguen reclamando hasta el presente, y en voz alta, frente a la actual crisis eléctrica— la Orimulsión nunca se ha consumido en las centrales eléctricas nacionales? La respuesta es muy simple: la baratura de la Orimulsión en el mercado mundial, en comparación con el combustible residual (y hasta con el carbón), se debía única y exclusivamente al régimen fiscal aplicable. En igualdad de condiciones —por ejemplo, dentro del mercado doméstico— la Orimulsión se revela como un producto costoso, mucho más costoso que el combustible *residual*. Esto se debe a que el combustible residual se produce en asociación con productos livianos más valiosos, a los cuales se pueden imputar todos los costos correspondientes de refinación.

No cabe duda de que la Orimulsión fue el peor de todos los proyectos de la autodenominada ‘Meritocracia Petrolera’ en términos absolutos por barril. La Orimulsión generó pérdidas por tres mil millones de dólares sólo por concepto de descuentos. Dichas pérdidas fueron mucho menores a las que generó la política de Internacionalización (nueve mil millones de dólares, resultantes de un descuento promedio de US\$1,50 por barril aplicado a un volumen total de seis mil millones de barriles), pero solamente porque los niveles de producción de Orimulsión siempre fueron relativamente modestos, pues nunca se llegaron a procesar más de 75 MBD de crudo extra pesado en Orimulsión.

Cabe entonces preguntarse, ¿por qué puede hablarse de un *síndrome de la Orimulsión*? ¿Por qué este Proyecto, definitivamente el peor de todos los proyectos que promovió la ‘Meritocracia Petrolera’, sigue teniendo tantos dolientes? Los convenios de la Apertura Petrolera pertenecen, definitivamente, al pasado, luego que han sido renegociados en condiciones ventajosas para la Nación (con la excepción de los convenios de ExxonMobil y ConocoPhillips, las cuales se negaron a aceptar las condiciones propuestas por el gobierno venezolano, y recurrieron a las cortes arbitrales internacionales). Este hecho lo reconoce hasta la Oposición, aunque no lo acepta el núcleo más duro y recalcitrante de aquella *Gente del Petróleo* que dirigió el sabotaje petrolero entre diciembre/enero de 2002/2003. Pero resulta que los peores entre todos estos convenios —es más, los peores entre todos los convenios en nuestra historia petrolera ya casi centenaria— fueron los Convenios de Asociación de Bitor en el marco del Proyecto Orimulsión, el cual sigue teniendo muchos dolientes que no dejan de soñar con el regreso triunfal de este producto.

Entre los proyectos de la Apertura Petrolera, la Orimulsión siempre se destacó por representar, más radicalmente que cualquier otro, esa política nefasta y perversa. Pero la Orimulsión era el único entre todos estos proyectos que tenía, para decirlo de alguna manera, un alma venezolana. A la Orimulsión se le presentó como un producto auténticamente nacional, resultado del esfuerzo de investigación de los mejores profesionales tanto del INTEVEP como de las universidades nacionales, una causa de orgullo para la Nación. Dejando a un lado las exageraciones del caso, la Orimulsión ciertamente fue un respetable proyecto venezolano de investigación científica. Pero también es cier-

to que la Orimulsión jamás llegó a ser un producto comercialmente maduro, y menos aún competitivo con los usos alternos del crudo extra pesado. Más aún, con el tiempo, lo fue siendo cada vez menos, dado el éxito de las asociaciones enfocadas al mejoramiento de ese crudo (es decir, a su refinación parcial para convertirlo en productos intermedios, siempre líquidos, que luego se pueden seguir procesando en otras refinarías alrededor del mundo).

De hecho la Orimulsión nunca fue remotamente rentable, ni siquiera exonerada de todo impuesto petrolero y aún cuando al recurso natural con el cual se preparaba se le imputara un valor contable de cero. PDVSA, como lo demuestran sus propios documentos internos, jamás recuperó el valor del capital que dedicó a la Orimulsión. Pero este hecho se escondió detrás de manipulaciones contables, mediante desinformación sistemática de los Poderes Ejecutivo y Legislativo, y la opinión pública venezolana en general. El Proyecto Orimulsión ciertamente tenía un alma venezolana, pero ésta estaba irremediablemente atrapada en un cuerpo podrido hasta los tuétanos que era la ‘vieja PDVSA’: es éste el *Síndrome de la Orimulsión*.

### **¿Puede repetirse el desastre de la Apertura Petrolera?**

En el último capítulo de su libro, Juan Carlos Boué se pregunta, ¿cómo evitar que el desastre de la Orimulsión se vuelva a repetir? Boué considera este desastre como un síntoma y consecuencia de la descomposición del ente regulador de la industria petrolera, o sea, del Ministerio de Petróleo.

Al respecto de dicha descomposición, resultan muy ilustrativos los vaivenes que ha tenido el nombre dado a la Faja a lo largo de la historia. Cuando se exploró por primera vez el área que hoy se conoce como la Faja Petrolífera del Orinoco, en la década de los 1930, se concluyó que se trataba de una faja *bituminosa*, y que su explotación no era comercialmente viable. Así, históricamente, se conoció primero bajo ese nombre: Faja *Bituminosa* del Orinoco.

Sin embargo, exploraciones posteriores revelaron que, en realidad, la existencia de bitumen natural era un fenómeno marginal, y que más bien se trataba de un vasto yacimiento de petróleo extra pesado. En consecuencia, en 1970 —es decir, cinco años antes de la

nacionalización— el Ministerio de Petróleo la renombró oficialmente Faja *Petrolífera* del Orinoco. Más aún, en el primer estudio de PDVSA sobre la Faja (que data de 1984), se volvió a confirmar que se trataba de yacimientos de crudo extra pesado, de manera que, en efecto, a la Faja del Orinoco le correspondía el calificativo de Petrolífera. En consecuencia, el hecho de que PDVSA pudiera, sin más, rebautizar a la Faja en la década de los 1990 —degradándola nuevamente a ser la Faja *Bituminosa* del Orinoco— de por sí es un ejemplo extraordinario de la descomposición de ese ente regulador que era el Ministro de Petróleo. Y para echarle más sal a la herida, el soberano Poder Legislativo aceptó dicha reclasificación sobre la base de un dictamen de las autoridades aduaneras internacionales en Bruselas el cual, obviamente, se refería al barril producido y no al barril en el subsuelo. El Estado venezolano había perdido el más elemental control sobre su riqueza natural principalísima.

En vista de la anterior conclusión, se impone una pregunta. ¿Ha recuperado el estado dicho control gracias a la política de Plena Soberanía Petrolera del Presidente Hugo Chávez? Juan Carlos Boué no deja duda del progreso realizado, del camino recorrido, pero también deja claro que todavía queda mucho camino por recorrer: la recuperación *institucional* del ente regulador.

## Epílogo

El libro de Juan Carlos Boué *El Síndrome de la Orimulsión* presenta, como ya señalamos, un estudio detallado, científico, técnico y económico de la Orimulsión, completo y ampliamente documentado. De manera que el lector interesado puede formarse su propia opinión respecto a este proyecto, basado en la información más completa jamás puesta en el dominio público a propósito del tema. Pero dado que se trata de un síndrome, no faltarán quienes prefieran seguir viviendo con, y creyendo en, sus mitos.

Personalmente, fui actor de este drama. Me asombra la fuerza que sigue teniendo ese síndrome, no obstante que ya en 2004 el Ministerio de Petróleo, por instrucciones del Ministro Rafael Ramírez, había vuelto a reclasificar las reservas de Bitor como crudo extra pesado. Más, el mismo Presidente Hugo Chávez (quien al principio asumiera

una posición pública muy a favor del Proyecto Orimulsión), desde agosto de 2005, lo identificó públicamente como una estafa. La parte estafada, evidentemente, fue la Nación; pero como que los estafadores siguen siendo anónimos aún a estas alturas.

El grado de confusión que sigue prevaleciendo, inclusive en las filas gubernamentales, con respecto a la Orimulsión se puede apreciar, por ejemplo, en el hecho de que aún después de ponerse fin a su producción por instrucción del Ministro de Petróleo Rafael Ramírez en diciembre de 2006, el presidente de la Comisión de Energía y Minas de la Asamblea Nacional, Ángel Rodríguez, en una entrevista de televisión de amplia difusión (octubre de 2009), pidiera el regreso de la Orimulsión. Asimismo, en marzo de 2011, Teodoro Petkoff, un ícono de la oposición, llegó hasta nombrarme personalmente en otra entrevista por televisión de amplia difusión, como el culpable de haber destruido tan excelente negocio. Y no se puede dejar de señalar que en la nueva PDVSA, siguen prevaleciendo fuerzas que se niegan a ejecutar órdenes del Ministerio de Petróleo (que datan de diciembre de 2006), de que se deben desmontar los –así llamados– Orimixers que se encuentran en Jose. Aún en la nueva PDVSA hay muchos que sigue soñando con el regreso de la Orimulsión.

Al respecto, lo único que se puede decir es que, como reza el dicho, uno puede llevar al caballo al río, pero no puede obligarlo a tomar agua. Pero este libro de Juan Carlos Boué, sin lugar a dudas, podrá apagar la sed de verdad de todos aquéllos que busquen entender lo que representó la Orimulsión y, por extensión, la Apertura Petrolera, para Venezuela.

*Bernard Mommer*

Julio de 2011

## 1. INTRODUCCIÓN

El día 31 de diciembre de 2006 marca un hito en la historia de la política petrolera venezolana ya que, a partir de esta fecha, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (en adelante MENPET), en ejercicio de sus atribuciones y facultades reguladoras sobre el sector petrolero, dispuso que ya no estaría permitido realizar en Venezuela ninguna actividad u operación directa o indirectamente relacionada con la producción, desarrollo e investigación, promoción, transporte o comercialización del combustible para calderas conocido bajo el nombre comercial de Orimulsión (el cual había sido desarrollado y patentado por técnicos del Instituto Venezolano del Petróleo, INTEVEP). Esta disposición representó el punto culminante de un proceso que se puede decir se puso en marcha a partir de la primera mitad del año 2003, como consecuencia directa de la recuperación del control del gobierno sobre la industria petrolera venezolana tras el Sabotaje Petrolero (diciembre 2002–febrero 2003).

Al poco tiempo de la derrota definitiva del Sabotaje Petrolero, el MENPET (a la sazón Ministerio de Energía y Minas, o MEM) emitió una serie de lineamientos que implicaban un redimensionamiento radical del alcance de las actividades empresariales de Bitúmenes Orinoco S.A. (Bitor), la filial verticalmente integrada de PDVSA dedicada a las actividades de producción, manufactura, manejo, transporte, y promoción y comercialización de la Orimulsión.<sup>1</sup> Los lineamientos del MENPET implicaban que Bitor tendría que:

- a) cesar sus actividades de promoción de Orimulsión;

---

1 El Documento Constitutivo/Estatutos de Bitor S.A. [antes Taloven S.A.] (Título I, Cláusula 2) especificaba que la sociedad tendría por objeto “realizar las actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, almacenamiento, comercialización o cualquiera otra actividad relacionada directamente con la industria del bitumen. Especialmente, la sociedad se encargará de las actividades de planificación y aseguramiento del desarrollo oportuno y rentable de los recursos bituminosos localizados en el área de la Faja del Orinoco, así como de la comercialización de éstos en los sectores eléctrico e industrial”.

b) desistir de planear o negociar cualquier nuevo acuerdo de suministro de Orimulsión;

c) dar por terminada cualquier negociación o tratativa encaminada a establecer nuevos compromisos de suministro de Orimulsión;

d) proceder a fijar el precio de la Orimulsión en paridad con el precio del crudo extra pesado enviado (como constituyente de mezclas) a destinos en la costa del Golfo de Estados Unidos, en el caso de todos aquellos compromisos contractuales que, o bien requirieran o bien permitieran, la renegociación del precio de los suministros de Orimulsión; y finalmente

e) cesar gradualmente sus actividades de producción de Orimulsión, en la medida en que fueran expirando sus compromisos contractuales de suministro.

Ya para entonces, el MENPET no había permitido que Bitor mudara sus instalaciones de tratamiento y mezclado de Orimulsión de Morichal a Jose, ni que las expandiera y reconfigurara. El Ministerio tampoco había autorizado que se firmaran dos contratos de suministro de muy largo plazo, uno con la empresa italiana ENEL (que habría de suceder a un contrato de tres años de duración, con fecha de expiración de diciembre de 2003) y el otro con la canadiense New Brunswick Power, para la termoeléctrica de Coleson Cove (reconfigurada con un sistema de desulfurización de gases de chimenea y precipitadores electrostáticos, y adaptada para quemar Orimulsión). De hecho, en el caso de ENEL, Bitor había seguido negociando un nuevo contrato con esta empresa a pesar de instrucciones expresas del MENPET en sentido contrario, y para finales de 2003, las dos partes tenían listo un contrato que fue antefirmado —es decir, inicializado— por un funcionario de Bitor, pero que nunca pudo ser refrendado por un firmante autorizado debido a la intervención del MENPET en el asunto.<sup>2</sup> Por lo que respecta al caso de New Brunswick Power, el MENPET impidió que este contrato se concretara literalmente a última hora: el día 7 de mayo de 2003, los dos más altos funcionarios de esta compañía llegaron a Caracas para la ceremonia de firma del contrato —el cual ya había sido aprobado por la Junta Directiva de PDVSA— pero esta

---

2 In the International Court of Arbitration of the International Chamber of Commerce and in the Matter of an Arbitration between ENEL Trade S.p.A. v. Bitúmenes Orinoco S.A., ICC Case No. 13750/CCO.

ceremonia nunca tuvo lugar porque el MENPET se rehusó a autorizar dicho contrato a pesar de la presión y amenazas de Bitor, con lo cual los representantes de NB Power se tuvieron que devolver a Canadá con las manos vacías.<sup>3</sup>

La intervención del MENPET en estos casos desembocó en que tanto ENEL como NB Power entablaran sendos procesos legales en contra de Bitor en tribunales internacionales (en ambos casos, las compañías argumentaron la existencia de un contrato con Bitor a pesar de que dicho contrato nunca hubiera sido firmado). El MENPET siempre consideró que era alta la probabilidad de que sus intentos de desmantelar el negocio de la Orimulsión terminaran en procesos legales como los arriba mencionados. Sin embargo, los riesgos asociados a dichos procesos se veían ampliamente compensados por el hecho de que, con estas decisiones ministeriales, podría circunscribirse el horizonte de producción de la Orimulsión en el área asignada a Bitor hasta finales de 2015 (año en el que expiraría el contrato de suministro con la expiración más tardía entre los que estaban vigentes en 2003), para así limitar los graves daños que causaban a Venezuela las actividades de Bitor. Ahora bien, aún después de estas intervenciones, el horizonte de producción en el área asignada a la asociación Orifuels Sinoven S.A. (en adelante Sinovensa)<sup>4</sup> no sufrió ninguna modificación, ya que todavía en ese momento se esperaba que esta asociación habría de producir Orimulsión durante treinta años, contados a partir del comienzo de las operaciones comerciales.

En el mes de abril de 2005, el MENPET emitió una nueva instrucción por virtud de la cual el Oriducto de aproximadamente 300 kilómetros de longitud que une el área de producción de Morichal con el puerto de Jose se convirtió exclusivamente al transporte de petróleo crudo. Esta conversión en principio fue concebida para permitir el aumento en el corto plazo de la producción (y exportación) de mezclas

---

3 New Brunswick Hansard (Diario de debates de la cámara de representantes de New Brunswick), sesiones del Comité sobre Corporaciones de la Corona, 25 de marzo de 2004: 11.

4 Orifuels Sinoven S.A. era una asociación constituida conforme a las disposiciones del artículo 5 de la Ley que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, y en la cual China National Oil Corporation y PetroChina Fuel Oil Company detentaban el 70 por ciento de las acciones, y el 30 por ciento restante estaba en manos de Bitor.

de crudo pesado del Área Sur de Monagas, pero tuvo la consecuencia de que Bitor hubo de cesar definitivamente sus actividades de producción de Orimulsión, por lo que la empresa tuvo que notificar a todos sus clientes remanentes que, por razones fuera de su control, no podría cumplir con sus compromisos de suministro. Por ello, Bitor también tuvo que comenzar a hacer diligencias para negociar la terminación de sus contratos de suministro aún vigentes, con las empresas Kashima Kita Electric Power Corporation de Japón (a través de su filial MC Bitor), Korea Southern Power Company de Corea del Sur, AB Lietu- vos Elektrin, de Lituania, Arawak Cement Company de Barbados y PowerSeraya Ltd. de Singapur.<sup>5</sup>

Tras la conversión del Oriducto Morichal-Jose, Sinovensa quedó como la única entidad en Venezuela no solamente autorizada para producir y vender Orimulsión, sino en posibilidades de hacerlo. Sin embargo, en septiembre de 2006, cuando las actividades de producción de Sinovensa apenas se encontraban en una etapa incipiente, el MENPET notificó al (entonces) socio mayoritario en la empresa que ya no se permitiría que se produjera Orimulsión en Venezuela más allá del 31 de diciembre de 2006, por ir esta actividad en contra de los intereses de la República. Ahora bien, consciente de la importancia y necesidad de reforzar los lazos económicos entre Venezuela y la República Popular China, el MENPET también propuso refundar el acuerdo de asociación Sinovensa para transformar a dicha asociación en un negocio que fuera atractivo tanto para la parte venezolana como para la parte china. Este negocio estaría enfocado sobre la producción y exportación de crudo extra pesado, ya fuera en forma de mezclas o en forma de crudo mejorado, para el mercado petrolero chino. El primer –y más importante– paso en la refundación de Sinovensa tuvo lugar con la inclusión de esta empresa en el *Decreto Número 5.200 con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Migración de Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco*, publicado el día 26 de febrero de 2007.<sup>6</sup> La conclusión del proceso de migración

---

5 La situación de fuerza mayor no afectaba el contrato con NB Power para la termoeléctrica de Dalhousie, ya que Bitor había aceptado que en dicho contrato se estipulara que las restricciones de producción o exportación de Orimulsión derivadas de decisiones adoptadas por autoridades gubernamentales venezolanas no serían consideradas como causas aceptables de fuerza mayor.

6 Gaceta Oficial, Número 38.632.

de Sinovensa a la figura jurídica de empresa mixta (acaecida el 17 de enero de 2008, con la aprobación de la constitución de la empresa mixta Petrolera Sinovensa<sup>7</sup> por parte de la Asamblea Nacional, y la *expropiación y liquidación* de Orifuels Sinovensa) marca, por lo tanto, la desaparición —ojalá en definitiva— de la Orimulsión del panorama petrolero venezolano.<sup>8</sup>

Como se puede apreciar, el devenir de la Orimulsión a partir de febrero de 2003 fue uno de continuo declive, hasta desembocar en la aparente extinción. Este perfil contrasta marcadamente con el crecimiento que había experimentado hasta entonces, consecuencia a su vez de que la promoción de este producto a escala global fue vista como un asunto de máxima prioridad por una sucesión de gobiernos venezolanos (por decir algo, hasta el año 2002 inclusive, todas las embajadas venezolanas en el exterior tenían como una de sus principales tareas la de hacer tanto propaganda como cabildeo a favor de la Orimulsión). El lugar privilegiado que la Orimulsión ocupó por mucho tiempo en la agenda petrolera venezolana es un testimonio fehaciente de la avasalladora influencia de la vieja PDVSA sobre la configuración de la misma. Y, sin duda alguna, el ocaso de la Orimulsión refleja cambios significativos tanto en el tenor como en el rumbo de la política petrolera venezolana en general.

Las iniciativas del gobierno venezolano en materia de Orimulsión han sido blanco de numerosas críticas (tanto dentro como fuera de Venezuela), amén de haber sido tachadas de irracionales, caprichosas y atentatorias contra el interés nacional y hasta contra la soberanía del país. Un buen ejemplo de este tipo de crítica se puede encontrar en un artículo que tres antiguos miembros de la alta gerencia de Bitor/Intevep (Saúl Guerrero, Luis Pacheco e Ignacio Layrisse)<sup>9</sup> publicaran en el *Middle East Economic Survey*, en respuesta a un artículo escrito por Bernard Mommer, viceministro de Hidrocarburos entre enero

---

7 Empresa en la cual la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP) detenta un 60 por ciento de las acciones, y el resto está en manos de una filial de CNPC y PetroChina.

8 Gaceta Oficial, Número 38.852.

9 Guerrero fue Gerente de Mercadeo y Suministro de Bitor, Pacheco fue en un momento director gerente de Bitor y Layrisse fue el coordinador de investigación y desarrollo para Orimulsión en Intevep. Todos ellos participaron activamente en el Sabotaje Petrolero de 2002–3.

de 2005 y junio de 2008, y posteriormente gobernador de Venezuela ante la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). De acuerdo a estos defensores de la Orimulsión, “en toda su historia, la tecnología y la investigación venezolanas nunca produjeron otro producto tan comercialmente exitoso en todo el mundo como la Orimulsión. La ... decisión ... de virtualmente eliminar este producto a pesar de ventas sostenidas con valor de 200 millones de dólares por año desde 2000 plantea la pregunta de cuáles son los motivos reales detrás de una decisión intemperada que ya ha dado lugar a una demanda por 2 mil millones de dólares contra PDVSA por un supuesto no cumplimiento de una obligación de suministrar Orimulsión a una planta en Canadá, primera demanda de esta naturaleza en la historia [de la industria petrolera nacionalizada de Venezuela]”.<sup>10</sup>

En lo que resta de este informe se demostrará que aseveraciones como éstas carecen de fundamento y que, no obstante las complicaciones legales que se suscitaron a raíz de algunas de las decisiones del MENPET con respecto a la Orimulsión (complicaciones resueltas en su totalidad para 2008, por lo demás), en el trasfondo de dichas decisiones siempre estuvieron los imperativos de maximizar el valor de los hidrocarburos venezolanos, por un lado, y de salvaguardar la soberanía y los intereses de la Nación, por el otro. De hecho, las escalofriantes cifras y estadísticas que se citan en este informe, provenientes de la base de datos de transacciones comerciales de Bitor y Orifuels Sinovensa, demuestran que las actividades de producción y comercialización de Orimulsión destruían valor en una gran variedad de formas, y a una escala masiva. A tal grado es cierto esto que más bien cabe preguntarse cómo fue que un negocio petrolero tan nocivo y con cimientos tan endeble, por mucho tiempo pudiera disfrutar del apoyo incondicional (y sin precedentes) de sucesivos gobiernos, no obstante la enorme dependencia fiscal del estado venezolano respecto a los ingresos petroleros. La respuesta a esta última pregunta debe buscarse en la efectividad con que la vieja PDVSA desmanteló el marco regulatorio derivado de la nacionalización petrolera (y cuyo asiento institucional era el MENPET), las más de las veces con la complicidad de la clase política de la IV República.

---

10 Saúl Guerrero, Luis A. Pacheco e Ignacio Layrisse, “The Optimal Use of Venezuela’s Hydrocarbon Reserves: A Critical Analysis”, en *Middle East Economic Survey*, vol. XLVII no. 24 (14 Junio 2004): D-1.

## Aclaración previa: unidades de medición

Antes de continuar adentrándose en la materia de este informe, vale la pena hacer una aclaración que tiene que ver con la *manera* en que el negocio de la Orimulsión se presentó tanto a sucesivos gobiernos venezolanos como al público del país en general. Desde la inceptión misma de la Orimulsión, la producción y ventas de este producto se midieron en *toneladas y dólares por tonelada* (o *dólares por millón de BTU<sup>11</sup>*), respectivamente, mientras que todos los demás hidrocarburos no gaseosos producidos en Venezuela siempre se han medido y vendido en *barriles y dólares por barril*, respectivamente. Además, en todos los contratos de Bitor, los valores de facturación se calculaban siempre sobre la base de precios entregados (es decir, con *Incoterms* CFR, CIF, DEQ ó DES), mientras que las exportaciones venezolanas de petróleo crudo se cotizan libre a bordo (FOB).<sup>12</sup> Estas discrepancias siempre se

---

11 British Thermal Unit: unidad calorífica del sistema imperial equivalente a 1,054.95 Joules o 252 calorías en el Sistema Métrico Decimal.

12 Incoterm (International Commercial Term, o término comercial internacional): El Incoterm de una transacción de comercio internacional determina qué parte paga el costo de cada segmento del transporte, quién es responsable de cargar y descargar los artículos, y quién lleva el riesgo de la pérdida en cualquier punto durante una remesa internacional en particular. Los Incoterms son supervisados y administrados por la Cámara de Comercio Internacional en París.

CFR (Cost and Freight, o Costo y Flete): El vendedor es responsable de despachar la mercancía para la exportación, de entregar la mercancía más allá de la entrada del barco en el puerto de envío y de pagar todos los cargos de transportación internacional. El comprador asume el riesgo de pérdida de la mercancía, una vez que la mercancía cruce la entrada del barco, adicionalmente debe comprar seguro, descargar la mercancía, despachar aduana, y pagar para que el transporte entregue la mercancía a su destino final.

CIF (Cost, Insurance and Freight o Costo, Seguro y Flete): El vendedor es responsable de embarcar la mercancía al recipiente de transportación y de despachar aduana en el país de exportación. También, es responsable de comprar un seguro, con el nombre del comprador (importador) como su beneficiario. El comprador es responsable por el riesgo de pérdida cuando la mercancía cruza la entrada del barco. El comprador debe despachar aduana en el país de la importación y pagar el resto de transporte y seguro en el país de la importación.

DEQ (Delivered ExQuay, o Entrega en muelles): Similar al Incoterm DES (ver siguiente), excepto que el vendedor también es responsable de todos los gastos de descarga.

justificaron aduciendo que la elección tanto de unidades de medición como de *Incoterms* se derivaba de los usos y requerimientos de los clientes que conformaban el mercado principal para la Orimulsión (o sea, las plantas termoeléctricas). Independientemente de que esto fuera cierto o no, Bitor nunca hizo el menor esfuerzo por traducir los precios y volúmenes de Orimulsión a las unidades rutinariamente utilizadas en Venezuela (y de hecho, siempre hizo cuanto pudo para que nadie más lo hiciera).

La falta de uniformidad en cuestiones de medición hizo muy difícil que funcionarios en todas las esferas del gobierno venezolano, en ejercicio y cumplimiento de sus facultades reguladoras, compararan directamente los volúmenes y –especialmente– los precios de venta de Orimulsión, por un lado, con los volúmenes y precios de las exportaciones venezolanas de crudo, por el otro, para así llegar a conclusiones bien fundamentadas respecto a las bondades de este negocio. Por lo tanto, **en este reporte, todos los volúmenes y precios citados se expresarán en barriles y dólares por barril, respectivamente, siempre cotizados libre a bordo (FOB) y siempre (en el caso de la Orimulsión) netos de cualquier contenido de agua.**<sup>13</sup>

Por otra parte, el público venezolano en general tampoco tuvo nunca la ocasión de siquiera empezar a establecer una comparación de esta naturaleza, ya que todos los términos y condiciones contenidos

DES (Delivered ExShip o Entrega sobre Buque): El vendedor (exportador) es responsable de todos los costos implicados en el envío de la mercancía a un puerto de destino establecido. A su llegada, la mercancía se hace disponible al comprador (importador) a bordo del recipiente. Por lo tanto, el vendedor es responsable de todos los costos y el riesgo de pérdida de la mercancía antes de descargarla en el puerto de destino. El comprador (importador) debe tener la mercancía descargada, pagar aranceles, despachar aduana y proporcionar transporte al interior y seguro al destino final.

FOB (Free on Board o Libre a Bordo): El vendedor es responsable de enviar la mercancía desde su punto de negocios, de cargarla en el recipiente en el puerto de exportación, y de despachar aduana en el país de exportación. Tan pronto como la mercancía cruce la entrada del barco, el riesgo de pérdida se transfiere al comprador importador. El comprador debe pagar todos los costos de transporte y de seguro desde ese momento, y debe despachar aduana en el país de importación.

- 13 Un barril es una unidad de volumen equivalente a 42 galones americanos, 158.9838 litros o bien 0.1590 metros cúbicos, a una temperatura de 15.56 °C o 60 °F.

en los contratos de Bitor siempre se intentaron mantener en secreto, supuestamente por razones de confidencialidad comercial.<sup>14</sup> Esta situación, en mayor o menor grado, ha perdurado hasta ahora. Es así que en este informe, por primera ocasión, se pondrán en el dominio público las cifras reales de la gestión comercial de Bitor y Sinovensa, y se darán a conocer las inauditas cláusulas contractuales negociadas por personas que han tenido la audacia de acusar al MENPET de “causar daño patrimonial a la nación ... con la restructuración de Bitúmenes del Orinoco y sus consecuencias negativas sobre la comercialización de Orimulsión”.<sup>15</sup>

- 
- 14 Por decir algo, aunque Guerrero, Pacheco y Layrisse decían tener desacuerdos fundamentales con “los valores particulares ... elegidos para representar el valor de mercado de la Orimulsión” en un estudio patrocinado por el MENPET (Bernard Mommer, *El mito de la Orimulsión. La valorización del crudo extra pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco*. Caracas, Ministerio de Energía y Minas, 2004), se rehusaron a dar a los lectores de su artículo “cifras específicas” propias (no obstante que las conocían muy bien), aduciendo la necesidad de “proteger la naturaleza confidencial de los contratos de Orimulsión vigentes” (op. cit.: D-2). Como se verá más adelante, la gestión empresarial de Bitor siempre buscó evitar a toda costa la divulgación de sus precios de venta, cosa que no era necesariamente fácil, dado que muchos de sus clientes claves eran entidades reguladas con obligación de proveer información de sus costos de generación y precios de combustible a sus respectivos reguladores (y, a través de éstos, al público en general).
- 15 Palabras de Edgar Paredes, directivo de la organización Gente del Petróleo, citado en la compilación *Orimulsión. Nuevo negocio para Venezuela*. Caracas, Frente Nacional Pro Defensa de la Orimulsión, 2003: 66.



PRIMERA PARTE  
ANÁLISIS ECONÓMICO  
DEL “NEGOCIO”



## 2

## CONSIDERACIONES GENERALES

Este informe persigue tres objetivos fundamentales. El primero es cuantificar las pérdidas económicas que produjo a Venezuela el mal llamado “negocio” de la Orimulsión. El segundo es demostrar que este dizque “negocio” siempre giró exclusivamente en torno a la **manipulación de diversas definiciones de índole técnica por parte de la vieja PDVSA**. Dicha manipulación se llevó a cabo de forma **fraudulenta y deliberada**, con el objetivo específico de **crear confusión y obscuridad respecto a la naturaleza de la Orimulsión**, tanto en esferas gubernamentales como en el seno de la opinión pública venezolana e internacional. El tercero es explicar por qué **el surgimiento y auge del “negocio” de Orimulsión debe verse como**, a la vez, **síntoma y consecuencia de un proceso de desmantelamiento del marco legal para la industria petrolera erigido en Venezuela entre 1943 y 1975** (y cuya manifestación más obvia fue la descomposición total del asiento institucional de dicho marco legal: el Ministerio de Petróleo), y que la vieja PDVSA llevó a cabo a partir de la Nacionalización de la industria petrolera venezolana, con la complicidad de las élites políticas de la IV República.

### **La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)**

La FPO es la gran protagonista en la historia de la Orimulsión y, por lo tanto, a manera de preámbulo, conviene presentar aunque sea una breve descripción de la misma para situar al lector geográficamente (Gráfico G2.1). LA FPO cubre un área de aproximadamente 54,000 km<sup>2</sup> (6% del territorio nacional de Venezuela). Tiene aproximadamente 700 kilómetros de largo y 80 de ancho, y corre en paralelo con la ribera norte del río Orinoco. En la FPO se encuentran aproximadamente un billón (es decir, un millón de millones) de barriles de petróleo muy denso (menos de 10° API, la gravedad del agua). Estos recursos se concentran principalmente en seis áreas mayores de producción,

llamadas Machete, Zuata, San Diego, El Pao, Hamaca y Cerro Negro. En el año de 1978, la FPO se dividió en cuatro circunscripciones puramente administrativas, denominadas Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro, cada una de las cuales fue entregada a una de las entonces filiales integradas de PDVSA (Corpoven, Maraven, Meneven y Lagoven, respectivamente), para que éstas llevaran a cabo un extenso programa de exploración en las mismas. En el año 2005, estos sectores fueron rebautizados Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, respectivamente.<sup>16</sup>

A finales de 2008, las reservas recuperables de petróleo de la FPO eran superiores a los 120,000 MMB, y se espera que al fin del proceso de certificación de reservas emprendido por el MENPET la cifra será cercana a los 300,000 MMB. En la actualidad, cuatro empresas mixtas operan proyectos de explotación en la FPO: Petrocedeño (sucesora de la antigua asociación Sincrudos del Orinoco o Sincor) en Junín, Petropiar (sucesora de la antigua asociación Ameriven) en Hamaca, Petromonagas y Petrolera Sinovensa (sucesoras de las antiguas asociaciones Operadora Cerro Negro y Orifuels Sinovensa, respectivamente) en Carabobo. Petrocedeño, Petropiar y Petromonagas son proyectos integrados de mejoramiento –es decir, refinación parcial– de crudo, como también lo es la unidad de PDVSA en el distrito de Cabrutica en Junín (unidad conformada con los activos de la antigua asociación Petrozuata). PDVSA tiene dos distritos de producción más en la FPO: Múcura y Morichal. El distrito Morichal abarca todas las operaciones de la extinta Bitor.

## La naturaleza de la Orimulsión

De acuerdo a sus promotores y defensores, la Orimulsión es (o, mejor dicho, era) un “combustible alternativo” constituido por una emulsión de *bitumen natural* (proveniente de la FPO) en agua<sup>17</sup>, en

16 En este mapa no se muestra el área del sector Machete/Boyacá donde se encuentra el Parque Nacional Aguaro Guariquito.

17 Estrictamente hablando, se trata de una emulsión inversa de hidrocarburo en agua (diferente de una emulsión directa de agua en hidrocarburo). Para obtener una emulsión inversa se requiere el uso de un agente tensoactivo (surfactante), no así en el caso de una emulsión directa. Los componentes de las emulsiones inversas y directas son los mismos, pero los dos tipos de emulsión tienen pro-

**Gráfico 2.1**  
**Localización y extensión de la Franja Petrolífera del Orinoco**



una proporción de 70/30 por ciento, respectivamente, junto con un aditivo surfactante,<sup>18</sup> el cual en la formulación definitiva de la Orimulsión –conocida como Orimulsión 400<sup>19</sup>– consistía de una mezcla de aminas y alcohol etoxilado.<sup>20</sup> El surfactante servía para estabilizar la emulsión (o sea, que permitía que las microgotas de hidrocarburo permanecieran suspendidas en el agua y prevenía que la emulsión se separara en sus componentes). La emulsión estaba pensada prin-

---

piedades muy distintas en términos de sus respectivas características reológicas (la reología es la disciplina científica que estudia la deformación y el flujo de la materia, especialmente de los líquidos).

- 18 Por surfactante se entiende un compuesto soluble que se concentra en las superficies de contacto de una suspensión coloidal y reduce la tensión superficial entre ellas.
- 19 La Orimulsión 400 era la cuarta iteración de la formulación del producto. Las primeras dos iteraciones fueron puramente experimentales y la tercera, conocida como Orimulsión 100, se vendió comercialmente entre 1994 y 1998.
- 20 La amina en cuestión era monoetanolamina (aunque se podía utilizar también etilenediamina, etilamina, dietilamina, trietilamina, propilamina, sec-propilamina, dipropilamina, isopropilamina, butilamina, secbutilamina, hidróxido de tetrametilamonio, hidróxido de tetrapropilamonio, o mezclas de estas sustancias). El alcohol etoxilado era tridecanol polietoxilado, aunque se podían utilizar también otros alcoholes polietoxilados tanto saturados como no saturados (véase United States Patent 5792223: Natural Surfactant with Amines and Ethoxylated Alcohol, Issued August 11, 1998).

principalmente para quemarse en calderas de plantas convencionales de generación eléctrica provistas de turbinas de vapor, aunque también se podía utilizar con otros propósitos (como combustible en ciertos generadores diesel o para alimentar hornos de cemento o alfarería, o bien como materia prima en la preparación de asfalto). Los promotores y defensores de la Orimulsión siempre mantuvieron que ésta no era un producto manufacturado como tal, porque “ningún cambio físico o químico acaece a las gotas de bitumen natural debido a la adición del agua. Cuando el agua se evapora, lo cual ocurre antes de que el bitumen se queme en la caldera, lo que queda es exactamente el mismo bitumen que existía antes de que se le agregara agua”.<sup>21</sup>

Sin embargo, como se explicará en amplio detalle en la segunda parte de este informe, esta descripción es inexacta en un aspecto decisivo, *que merece resaltarse una y otra vez*; a saber:

**LOS HIDROCARBUROS USADOS EN LA FORMACIÓN  
DE ORIMULSIÓN ERAN PETRÓLEOS CRUDOS EXTRA  
PESADOS, NO BITÚMENES NATURALES.**

*¿Qué relevancia tiene esta distinción entre bitumen natural y petróleo crudo extra pesado?*

Los promotores y defensores de la Orimulsión siempre sostuvieron (y continúan haciéndolo) que la Orimulsión era un “hidrocarburo no petrolero” (en tanto que se producía a partir de bitumen natural, y no de petróleo crudo). Por ello, insistían, el precio de la Orimulsión no tenía por qué estar vinculado con el precio del petróleo crudo propiamente dicho. En cambio, podía y debía mantener una estrecha relación con el precio del carbón, **que es mucho más bajo que el precio del petróleo**. Este vínculo, a su vez, se derivaba de que el carbón supuestamente era el principal competidor de la Orimulsión en el mercado de combustibles para generación de electricidad.

---

21 Orimulsion – the Case against Mineral Oil Duty: 3. Este documento fue preparado y circulado por BP Bitor Limited en 1993 para difundir el argumento que la imposición de tarifas de importación aplicables a los “aceites minerales” (es decir, petróleo crudo y sus derivados) en la Unión Europea no debía hacerse extensiva a la Orimulsión. Se basaba en una opinión legal redactada en mayo de 1993 (Opinion on Customs Classification of Orimulsion) a solicitud de BP-Bitor Ltd., por parte de David Vaughan, Q.C.

Ahora bien, si la caracterización de la Orimulsión como un “hidrocarburo no petrolero” es **ESPURIA**, eso quiere decir que:

El argumento de que el precio de la Orimulsión tiene que ser competitivo con el precio del carbón es inválido;

- el “éxito comercial global” de este producto, del que tanto se vanagloriaron sus defensores y promotores, es más bien una consecuencia lógica de la oportunidad –potencialmente irreplicable– que vieron algunos compradores de combustibles para generación eléctrica de aprovechar al máximo la insólita disposición de un vendedor (Bitor) de pedir por una mercancía un precio muy por debajo de su justo valor de intercambio en el mercado (o en otras palabras, de aprovechar la buena disposición de Bitor de vender *petróleo* a precio de *carbón*);
- las ventas de Orimulsión, consideradas bajo la lupa de los precios de mercado para el petróleo crudo, jamás produjeron otra cosa que no fueran pérdidas para la Nación, por lo que a la Orimulsión no se le puede llamar un negocio como tal, so pena de desvirtuar por completo el significado de este término;
- este mal llamado negocio solamente vio la luz del día porque la vieja PDVSA lo emprendió con bienes del dominio público, ya que ninguna empresa privada habría estado preparada a malbaratar bienes de su propiedad de una manera semejante;
- la Orimulsión prosperó porque su promoción y desarrollo se llevó a cabo en el contexto de una exitosa estrategia de largo plazo por medio de la cual la vieja PDVSA logró desmontar las estructuras de fiscalización y control centradas en el Ministerio de Petróleo (en sus diversas encarnaciones), las cuales habían sido erigidas paulatina y progresivamente a lo largo de toda la época concesionaria de la industria petrolera venezolana.

Considerada desde el punto de vista esbozado arriba, la diferencia entre el precio de la Orimulsión (ligado al precio del carbón), por un lado, y el precio del crudo extra pesado, por el otro, no es más que un costo de oportunidad colosal, que indica la destrucción de valor de los recursos naturales vendidos –y mejor sería decir, casi regalados– bajo el amparo de la política comercial de Bitor. Naturalmente, esta situación debería ser totalmente inaceptable para cualquier gobierno que tome en serio tanto su papel de custodio de los recursos petroleros de la Nación como la regla de conducta que este papel impone; a saber,

**maximizar la retribución patrimonial que la Nación recibe, en la forma de impuestos, regalías y otros pagos (bonos, impuestos superficiales), por cada barril de petróleo —recurso natural no renovable y agotable— que se separa, para siempre, del subsuelo venezolano.** Esta regla ha sido justamente el norte de todas las iniciativas gubernamentales encaminadas bien sea a acotar o bien sea a poner fin a la Orimulsión, y el hecho que dichas iniciativas no se pusieran en marcha antes de 2003 es atribuible tanto al clima de desinformación sembrado de manera muy efectiva por la vieja PDVSA, como a la feroz resistencia que ésta opuso a la política petrolera del Presidente Hugo Chávez (resistencia que se llevó a sus últimas consecuencias con el Sabotaje Petrolero de 2002-3).

## Resumen

Según sus promotores, la Orimulsión era un combustible alternativo constituido por una emulsión de bitumen natural proveniente de la FPO y agua, en una proporción de 70/30 por ciento, respectivamente, junto con un surfactante.

Esta aseveración de que la Orimulsión estaba hecha a partir de bitumen natural fue la piedra de toque para las políticas de valoración y mercadeo de este producto, ya que al tratarse supuestamente de un “hidrocarburo no petrolero”, se decía que su precio no tenía por qué estar vinculado con el precio del petróleo propiamente dicho y, en cambio, debía mantener una estrecha relación con el precio (mucho más bajo) del carbón.

La confusión deliberada creada en torno a la Orimulsión ha sido extensiva también a las unidades de medición. Las estadísticas de producción y ventas de este producto se han presentado siempre en toneladas y dólares por tonelada, respectivamente, mientras que todos los demás hidrocarburos no gaseosos producidos en Venezuela siempre se han medido y vendido en barriles y dólares por barril, respectivamente. En este reporte, para evitar confusiones, todos los volúmenes y precios citados se expresarán en barriles y dólares, por barril, respectivamente, siempre cotizados libre a bordo (FOB) y siempre (en el caso específico de la Orimulsión), netos del contenido de agua.

## 3.

## EL PRECIO DE LA ORIMULSIÓN

El proceso de destrucción del valor de las grandes inversiones de capital que PDVSA y Bitor (e, indirectamente, el Estado venezolano) destinaron a actividades de producción, transporte y comercialización de Orimulsión, tiene una gran variedad de dimensiones. Sin embargo, por su magnitud, una de estas dimensiones opaca a todas las demás; a saber, la que representa la diferencia entre el precio unitario al cual se vendieron los hidrocarburos utilizados en la formación de Orimulsión, por un lado, y el (muy superior) precio de mercado que PDVSA podría haber obtenido por estos mismos hidrocarburos si los hubiera vendido para un uso alternativo, por el otro.

Los criterios apropiados para identificar el destino comercial alternativo relevante para los hidrocarburos utilizados en la formación de Orimulsión son muy sencillos. Primero que nada, para disipar sospechas de favoritismo, el destino comercial alternativo debe representar una genuina salida de mercado para *todo* el volumen de hidrocarburos involucrado (es decir, la comparación no debe basarse sobre la venta a un nicho ultra-especializado, en el cual solamente se podría colocar una fracción de dicho volumen, por más que fuera a un precio muy superior). En segundo lugar, la colocación del producto en el uso comercial alternativo idealmente debería ser factible con una inversión adicional de capital mínima, y los precios de venta en ambos usos deben ajustarse de forma que se refleje adecuadamente cualquier costo variable o de capital adicional que tenga que incurrir el vendedor para llevar a los hidrocarburos involucrados a una condición mercadeable, dependiendo del uso de que se trate.

## Usos alternativos para el crudo extra pesado: para formación de Orimulsión o como componente en segregaciones comerciales pesadas

El punto obvio de partida para aplicar al caso de la Orimulsión los criterios analíticos señalados arriba es que los mismos crudos utilizados en la formación de este producto pueden mezclarse con corrientes ligeras de crudo para elaborar diversas segregaciones comerciales de petróleo crudo pesado, con gravedades entre los 15° y 25° API (Merey, Leona, Caripito).<sup>22</sup> Estas segregaciones comerciales, a su vez, se venden como insumos de refinación en el segmento de mercado que constituyen las plantas de conversión profunda. **Como precio de mercado relevante para estas segregaciones**, en términos de la comparación con los precios de venta de la Orimulsión, **debe tomarse el que prevalece en la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Esto se debe no solamente a la proximidad de esta región a Venezuela, sino sobre todo porque se trata de una región donde existe una concentración notable de capacidad de refinación de conversión profunda, la cual en todo momento podría haber absorbido sin dificultad alguna todo el volumen de crudo extra pesado utilizado en la formación de Orimulsión**, dado que está orientada justamente al procesamiento de crudos con características físicas similares (e inclusive más adversas, en términos de contenido de azufre)<sup>23</sup> a las de las segregaciones comerciales venezolanas elaboradas a partir de crudos extra pesados de la FPO. Para simplificar el análisis, **en lugar de calcular un precio ponderado por volumen para todas estas segregaciones comerciales venezolanas en el Golfo de México, se**

---

22 El crudo Merey, con una gravedad API típica de 16.5°, se obtiene mezclando 40 por ciento de crudo tipo Mesa con 60 por ciento de crudo extra pesado. El crudo Leona, con una gravedad típica de 22-24°, se obtiene mezclando 50 por ciento de crudo tipo Mesa con 50 por ciento de crudo extra pesado. El crudo Caripito solía producirse mezclando 30 por ciento de crudo tipo Furrial con 70 por ciento de crudo extra pesado tipo Pilón.

23 La capacidad de coquización en refinerías localizadas en la Costa del Golfo de Estados Unidos supera el millón de barriles por día (la coquización es un proceso de pirólisis o desintegración térmica a baja presión por medio del cual se producen aceites ligeros y residuos sólidos – coque de petróleo – a partir de residuos líquidos más pesados y con mayor contenido de contaminantes e impurezas).

**utilizará solamente el precio de mercado de la segregación conocida como Merey**, dado que es con mucho la más importante desde un punto de vista volumétrico.

**La segregación Merey es la que tiene el precio más bajo de las mezclas de crudos extra pesados y ligeros que vende PDVSA en la actualidad (ya que es la que menor proporción de crudo ligero contiene). Esto quiere decir también que es la segregación que sustenta la comparación más favorable posible para la Orimulsión.** Pero no por ello ha resultado esta comparación del gusto de los promotores de la Orimulsión. Según Rafael Quiroz, por ejemplo, la comparación carece de sentido porque *“el crudo fabricado extra pesado de 16 grados API ... el cual quieren denominar Merey 16, no tiene valor comercial dada la característica físico-química [sic.], contenido de azufre, metales e impurezas del bitumen [sic.], lo que hace que esta mezcla no sea susceptible a ser refinada en forma económicamente eficiente.* La única forma para su refinación es diluirlo hasta 22 grados API para que el bitumen pueda tener un valor aceptable en el sector de refinación vía mezcla”<sup>24</sup>.

La idea de que el Merey es un crudo que carece de valor por no ser susceptible de procesamiento (y lo que es más, ¡que la segregación como tal ni siquiera existe!) seguramente resultará sorpresiva para aquellos clientes de PDVSA que llevan años refinando Merey, en grandes volúmenes. Por ejemplo, entre los más importantes compradores de Merey se encuentra Hovensa, cuya refinería de St. Croix (que pertenece en un 50 por ciento a una filial de PDVSA) viene procesando un promedio de 115 MBD de este crudo desde 2002. En un memorándum preparado a propósito de una emisión de bonos mediante la cual los socios de Hovensa pensaban financiar la reconfiguración de esta refinería, se puede encontrar esta breve descripción de los orígenes y características del Merey: “el grado que PDVSA vende como ‘Merey’ es un crudo amargo y pesado (16.5°, 2.5% S) que originalmente se producía en un sólo campo localizado al norte de la Faja del Orinoco ... A lo largo del tiempo, el Merey evolucionó para convertirse en una mezcla con cualidades y características similares al del crudo Merey original. Ahora se formula combinando diversos crudos ... producidos

---

24 Citado en Orimulsión. Nuevo negocio...: 139; cursivas nuestras.

en numerosos campos en la región”.<sup>25</sup> El documento señala también que, “dado que la mezcla adecuada se puede obtener a través de una variedad de combinaciones de crudo, y dadas las vastas reservas de dichos crudos... PDVSA es capaz de producir grandes volúmenes de Merey para satisfacer tanto la demanda actual como la prevista”.<sup>26</sup>

Estas líneas demuestran claramente que, en la industria petrolera internacional, las ideas de Quiroz de que la segregación Merey no existe, por un lado, y de que es imposible que una refinería convencional procese un crudo cuya gravedad sea inferior a los 22° API, por el otro, serían acogidas ante todo como muestras de profunda ignorancia y/o excentricidad. Por razones que solamente él conoce, Quiroz piensa asimismo que al precio del supuesto “*Merey fabricado*” todavía habría que hacerle ajustes adicionales ya que “para usar tal producto se requiere de adaptaciones a patrones de refinación para el cual [*sic.*] no existe mercado, puesto que nuestros clientes no están preparados”.<sup>27</sup> Los hechos, nuevamente, desmienten las confusas conclusiones de Quiroz. Simplemente, no es cierto que el Merey se tenga o se haya tenido que vender a cualquier precio porque no existía un mercado para dicha segregación. En palabras de los consultores de la firma Purvin and Gertz, el Merey “típicamente se procesa en refinerías con plantas de coquización para capturar la totalidad del valor del barril de petróleo ... y PDVSA suministra a muchas refinerías [con este tipo de configuración]”.<sup>28</sup> Respecto al precio del Merey, el memorándum constata escuetamente que “está relacionado con el precio del crudo [mexicano] Maya”, cuyos parámetros de calidad son comparables a los del Merey (con la salvedad de que el crudo Maya tiene un contenido de azufre bastante más alto).<sup>29</sup>

Ahora bien, antes de pasar al análisis comparativo propiamente hablando, es menester aclarar la forma en que se calculó el precio del crudo extra pesado utilizado para la formación de Orimulsión, por

---

25 Purvin and Gertz Inc., “Market Analysis and Forecast. Hovensa L.L.C.”, Hovensa Confidential Offering Memorandum. \$325,000,000 Senior Secured Bonds Due 2013, \$325,000,000 Senior Secured Bonds Due 2019. New York, Goldman, Sachs & Co., Banc of America Securities L.L.C, 1999: E-23.

26 Ibid.: E-7.

27 Citado en Orimulsión. Nuevo negocio...: 141.

28 Purvin and Gertz Inc., op. cit.: E-63.

29 Ibid.: E-31.

un lado, y el utilizado para la elaboración de la segregación comercial Merey, por el otro.

a) **Orimulsión:** Al precio realizado para la Orimulsión se le restan los costos por concepto de fletes marítimos reportados por Bitor, para obtener un precio FOB en dólares por tonelada.<sup>30</sup> Esta cifra se divide entre 6.24 (el número de barriles que hay en cada tonelada de Orimulsión) para obtener un precio FOB en dólares por barril de Orimulsión. Dado que cada barril de este producto contenía 30 por ciento de agua (la cual no tiene ningún valor mercantil), se tiene que dividir la cifra resultante entre 0.7, con lo cual se llega a un precio unitario para el componente de crudo extra pesado, sobre una base FOB.

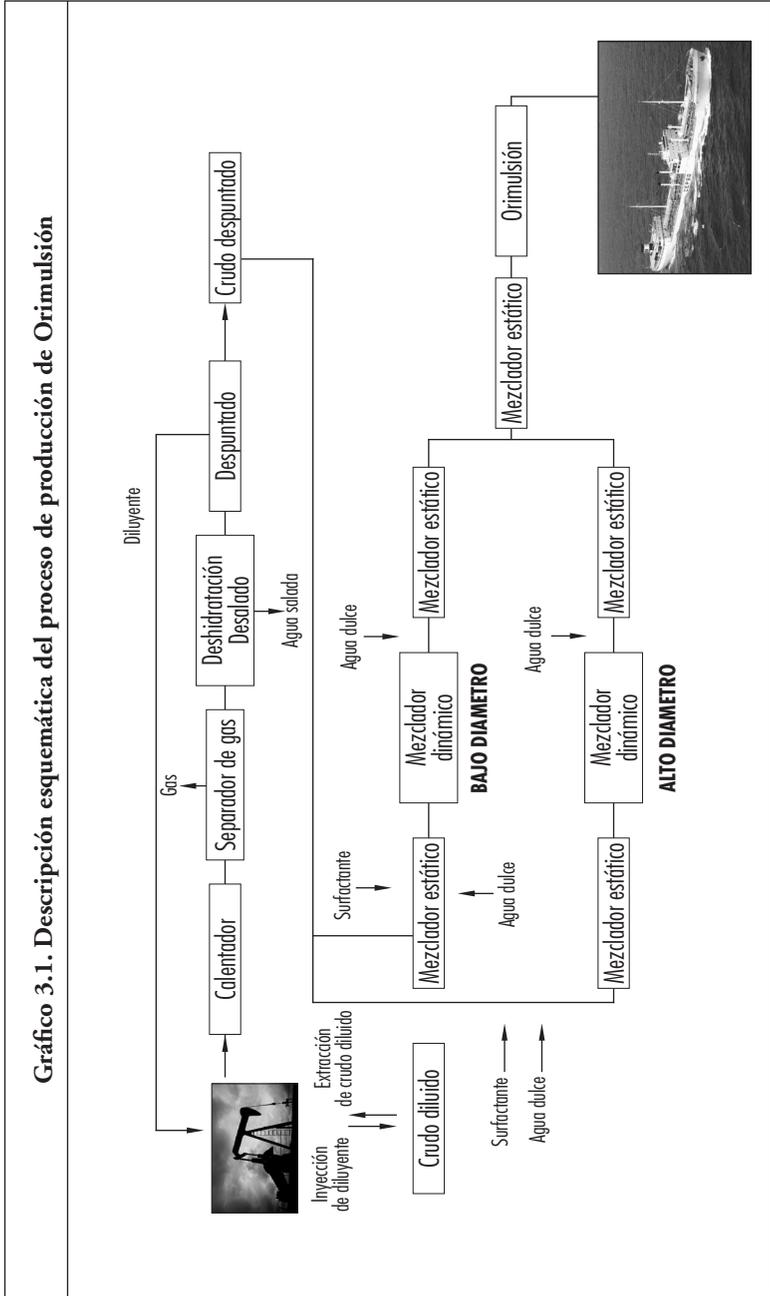
Como se mencionó con anterioridad, todo análisis de destino comercial alternativo también debe reflejar cualesquiera costos especiales en los que haya tenido que incurrir el vendedor para tener un producto mercadeable en el uso de que se trate. Ahora bien, como la descripción siguiente indica, el proceso de preparación de Orimulsión (Gráfico G3.1) era significativamente más complejo que aquél involucrado en producir y vender mezclas de crudo ligero con crudo extra pesado.

El primer paso en el proceso de preparación de Orimulsión era la extracción de crudo mediante la inyección de diluyente (queroseno) en los pozos, para reducir la viscosidad de los hidrocarburos producidos. La mezcla de viscosidad reducida resultante se enviaba entonces por ducto a las instalaciones de preparación de Orimulsión en Morichal, donde se le sometía a un proceso de separación de gas<sup>31</sup>, se le deshidratava y desalaba, y luego se le despuntaba de diluyente en una añeja torre de destilación atmosférica mudada para este propósito de la antigua refinería de Caripito (el diluyente recuperado en la torre se recirculaba al campo). Posteriormente, a este crudo extra pesado deshidratado y despuntado se le agregaba agua y surfactante y esta mezcla se enviaba entonces al Orimixer –un ingenio semejante en concepción a una batidora de cocina, pero a escala colosal– donde

---

30 Hay que tomar en cuenta, sin embargo, que como se señala en el apartado de este informe dedicado a los costos, las cifras de fletes reportadas por Bitor a menudo no incluían todos los costos derivados del transporte marítimo del producto.

31 El gas separado servía como combustible para alimentar calderas utilizadas en el proceso de producción de crudo extra-pesado y en el proceso de formación de Orimulsión.



se transformaba en dos tipos de emulsiones estables concentradas, cuyo contenido de agua en ambos casos era de aproximadamente 15 por ciento, pero que se distinguían entre sí por el diámetro de las microgotas en emulsión (la diferencia entre el tamaño de las gotas se obtenía variando la velocidad de mezclado y el tiempo de residencia en el Orimixer).<sup>32</sup> Finalmente, en una batería de mezcladores estáticos, a estas emulsiones concentradas se les agregaba agua dulce (e inhibidores de corrosión) y se combinaban entre sí hasta alcanzar una razón de crudo extra pesado/agua de 70/30, y una distribución bimodal óptima (desde el punto de vista reológico) de las microgotas.<sup>33</sup> La Orimulsión terminada se bombeaba entonces a instalaciones de almacenamiento, previo a su envío al terminal marítimo de Jose para su exportación.<sup>34</sup>

**El promedio ponderado de los costos variables asociados a todos estos pasos adicionales, desde el principio de las operaciones comerciales de Bitor hasta la terminación del negocio de Orimulsión en diciembre de 2006, fue de 3.45 USD/B.** En los gráficos que se presentan a continuación, dichos costos **se deducen del precio FOB realizado en las ventas de Orimulsión.** Sin embargo, no se hace ningún ajuste adicional por concepto de los considerables costos fijos asociados a dichos procesos ni tampoco por concepto de los muy significativos costos variables extraordinarios incurridos en el lanzamiento comercial del producto, ya que de éstos se hablará ampliamente en un apartado posterior.

---

32 En las emulsiones de bajo y alto diámetro, la distribución modal del tamaño de las gotas era en torno a diámetros de 4 y 20 micras, respectivamente.

33 La viscosidad mínima para la mezcla de 70 por ciento crudo extra-pesado y agua se obtenía con una emulsión conformada en un 25 por ciento por gotas de diámetro pequeño y 75 por ciento por las gotas de mayor diámetro. La designación técnica de dichas mezclas era Emulsiones de Viscosidad Controlada (CVE por sus siglas en inglés).

34 La Orimulsión se tenía que preparar en dos etapas porque “mezclar una emulsión a un 70 por ciento de contenido de aceite en agua requería una gran cantidad de energía para poder obtener un tamaño de gota pequeño” (Jean-Louis Salager, María Isabel Briceño y Carlos Luis Bracho, “Heavy Hydrocarbon Emulsions. Making Use of the State of the Art in Formulation Engineering”, en *Encyclopaedic Handbook of Emulsion Technology*, Johan Sjöblom (ed.), New York, Marcel Dekker, 2001: 485). Además, la experiencia demostró que la viscosidad de las emulsiones aumentaba significativamente en la medida que disminuía el tamaño promedio de las gotas.

b) Merrey: El precio del componente de crudo extra pesado en esta segregación comercial, constituida por un 40 por ciento de crudo ligero tipo Mesa y un 60 por ciento de crudo extra pesado, se calcula por una sencilla regla de tres. Al precio de mercado FOB del Merrey se le resta el precio de mercado FOB del Mesa, multiplicado por 0.4. La cifra resultante se divide entre 0.6 para así obtener el precio unitario para el componente de crudo extra pesado. En el Gráfico G3.2 se pueden ver series de precios diarias tanto para el Mesa como para el Merrey y el crudo extra pesado. Con fines ilustrativos, se incluye también una serie de precios del combustible residual de alto azufre en la costa del Golfo de Estados Unidos.

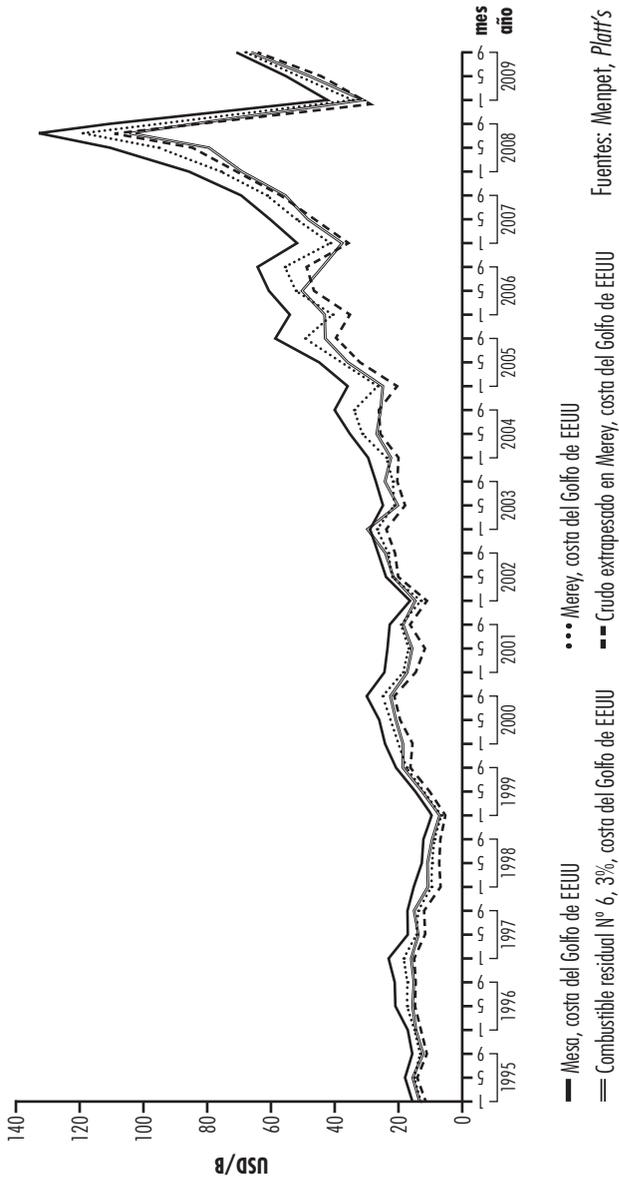
### **Precio de realización del crudo extra pesado en usos alternativos**

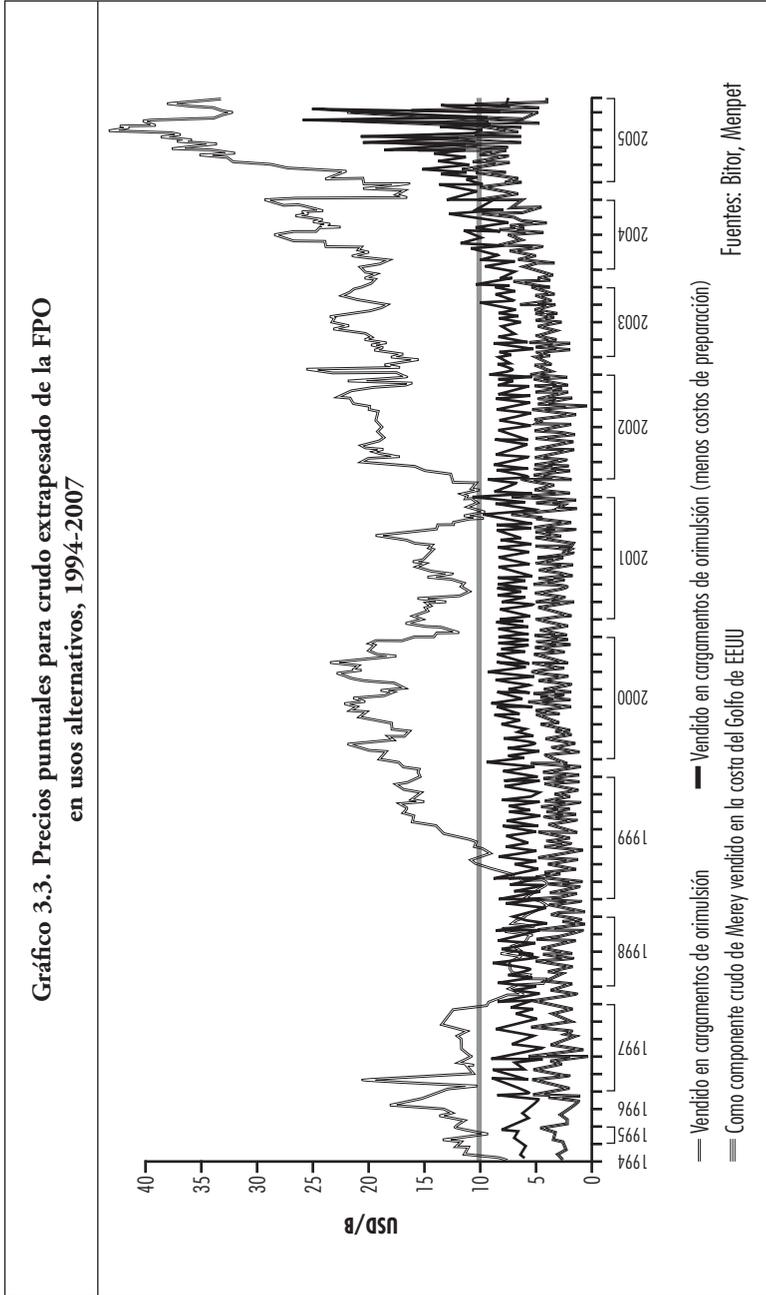
El Gráfico G3.3 ilustra el comportamiento de una serie compuesta de los precios FOB del crudo extra pesado utilizado en la formación de Orimulsión para todas las fechas en las que se realizaron embarques de este producto a partir del momento en que Bitor comenzó sus operaciones comerciales (para los días en los que se expidió más de un conocimiento de embarque, se utiliza un promedio ponderado por volumen).<sup>35</sup> Dichos precios se muestran con y sin deducciones por concepto de los costos variables promedio exclusivos a la formación de Orimulsión. El gráfico también muestra el precio FOB del componente de crudo extra pesado en la segregación Merrey para venta en el área del Golfo de México, para los mismos días en los que se realizaron los embarques de Orimulsión.

**En promedio, a partir de las primeras ventas de Orimulsión (1990) y hasta el 31 de diciembre de 2006 inclusive (fecha a partir de la cual no se permite la producción de Orimulsión en Venezuela por ninguna entidad), el precio de realización del crudo extra pesado vendido como componente de mezclas excedió al precio promedio del utilizado para la formación de Orimulsión en 10.04 USD/B (y el diferencial fue de casi 37 USD/B en 2006!). Cuando se multiplica esta cifra por el volumen de Orimulsión comercia-**

35 En Bitor era una práctica común emitir múltiples conocimientos de embarque para un solo envío de Orimulsión, a veces porque el cargamento tenía que dividirse en varias parcelas para distribuirlo entre varios clientes, pero otras veces por motivos inescrutables.

Gráfico 3.2. Comportamiento del precio de mercado (promedio mensual) de crudos y residuales seleccionados, 1995-2009

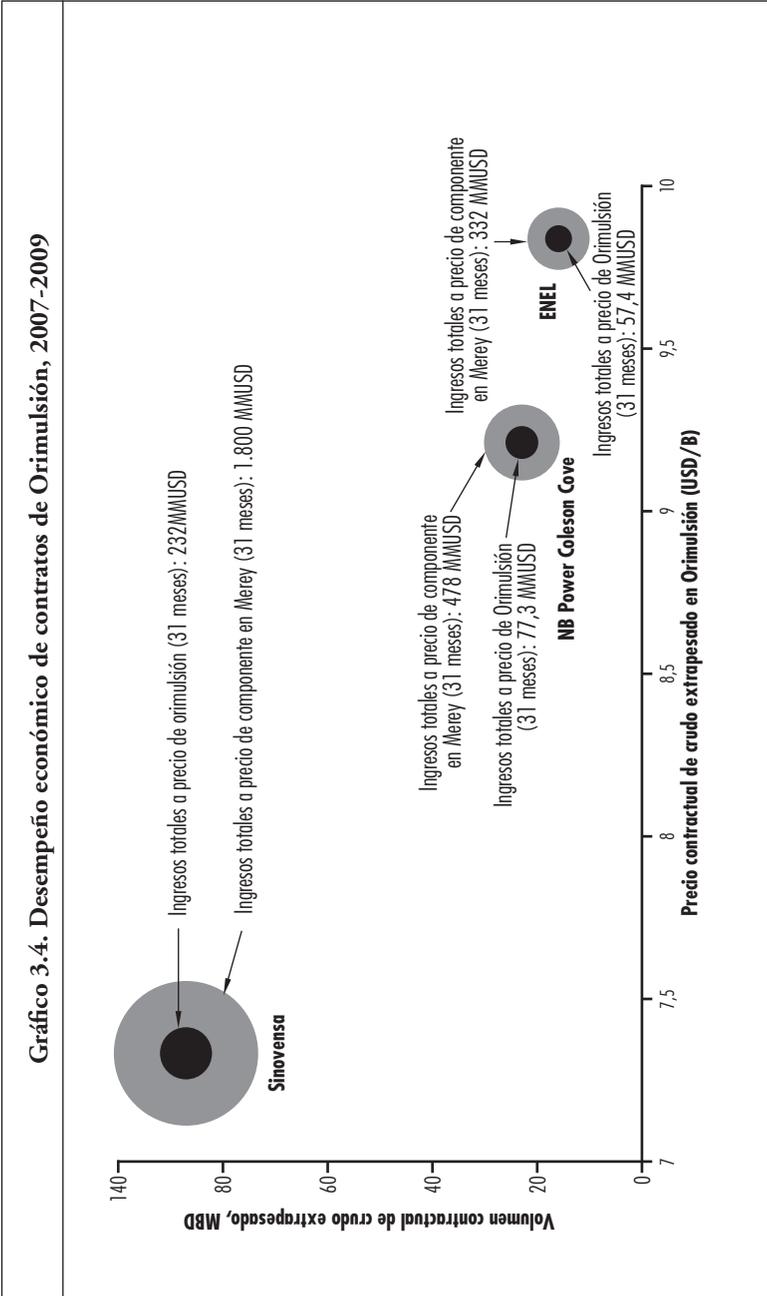




**lizado en este intervalo de tiempo (299.5 MMB), se obtiene que las pérdidas acumuladas por este concepto ascienden a 3,008 MMUSD. Y hay que subrayar que, dado el comportamiento del mercado petrolero a partir de 2004, estas pérdidas acumuladas habrían alcanzado niveles auténticamente estratosféricos si el MENPET no hubiera puesto fin a la Orimulsión cuando lo hizo.**

El Gráfico G3.4 da una idea de la cuantía de las pérdidas estimadas por este concepto, asociadas a los tres últimos contratos de suministro de Orimulsión negociados: ENEL, New Brunswick Power Coleson Cove, y Sinovensa. Estos contratos no siguieron adelante solamente gracias a acciones tomadas por el MENPET, contra tenaz oposición y duras críticas, tanto dentro como fuera de PDVSA. Como se puede apreciar, entre enero de 2007 y julio de 2009 inclusive, las ventas de Orimulsión bajo el amparo de estos tres contratos (126 MBD de crudo extra pesado ó 45 MMB por año ó 118 MMB en 31 meses) habrían arrojado pérdidas por un total de 2,250 MMUSD, equivalentes en términos unitarios, a nada menos que ¡18.97 USD/B! Es decir, en solamente dos años y medio, estos tres contratos habrían generado pérdidas para la Nación equivalentes al 75 por ciento de las pérdidas realizadas por todos los demás contratos de Orimulsión a lo largo de la vida comercial del producto (1994–2006).

Los enormes diferenciales de precios que se consignan en estos gráficos son a tal grado elocuentes que cuesta trabajo entender cómo es posible que todavía pueda subsistir en Venezuela controversia alguna acerca del carácter catastrófico que tuvo la Orimulsión para el país. Asimismo, el comportamiento en el tiempo de dichos diferenciales indica que el período 1998-9 marca la única ocasión en que los precios de realización del crudo extra pesado contenido en la Orimulsión, por un lado, y en segregaciones comerciales como el Merey, por el otro, han sido similares. Esto sugiere que la Orimulsión, en tanto que “negocio”, solamente puede hacer sentido en un entorno de precios catastróficamente bajos para el petróleo (de lo contrario, los diferenciales entre los precios para usos alternativos del crudo extra pesado se vuelve demasiado evidentes). No es obra de la casualidad que un entorno de precios así fuera un supuesto clave (y a final de cuentas, una consecuencia previsible) de la política de maximización de volúmenes de producción emprendida por PDVSA durante la década de los años novecientos noventas, en el marco de la Apertura Petrolera.



## **¿Por qué la Orimulsión no fue utilizada a gran escala como insumo de refinación?**

En este punto, vale la pena aclarar una pregunta que se deriva lógicamente de la exposición anterior. Dado que el crudo extra pesado utilizado en la formación de Orimulsión es indistinguible del que se utiliza para producir mezclas como el Merey, **¿por qué es que ningún refinador se aprovechó de esta situación para comprar Orimulsión, quitarle el agua, y mezclar el crudo extra pesado remanente con algún diluyente ligero –crudo, condensados, destilados intermedios– para así obtener insumos de refinación reconstituidos, a un precio imbatible?** Esta pregunta se vuelve especialmente relevante si se considera que (como se explica en detalle en un capítulo subsecuente de este informe), la motivación original del esfuerzo de investigación y desarrollo que a la postre desembocó en la Orimulsión era la de utilizar la tecnología de emulsiones para preparar insumos de refinación susceptibles de ser transportados sin la necesidad de recurrir a su dilución con hidrocarburos más ligeros, caros y escasos.

La respuesta a esta pregunta es bastante sencilla. La aparente indiferencia hacia la Orimulsión por parte de refinadores localizados en centros refinadores donde insumos reconstituidos como los descritos arriba se podrían haber procesado económicamente obedece ante todo a la presencia de tanta agua en el producto, y no a que estas plantas vieran al supuesto bitumen que contenía la Orimulsión como un insumo no susceptible de ser refinado. **Paradójicamente, el contenido de agua de la Orimulsión y la estabilidad de la emulsión –requisitos indispensables para la transportación del producto– constituían a la vez obstáculos insuperables para su procesamiento en una refinería, ya que dicho contenido de agua habría tenido que someterse a procesos intensivos (y extraordinariamente costosos) de separación, descontaminación y reciclaje, para cumplir con las normativas ambientales en torno a los estándares de pureza para efluvios de plantas industriales de esta naturaleza.** En otras palabras, para las refinerías en países desarrollados, el agua presente en la Orimulsión no era más que un *contaminante* con el cual difícilmente hubieran estado en posición de lidiar jamás, dadas las colosales exigencias de capacidad de tratamiento de agua que supondría cualquier intento de procesar volúmenes apreciables de Orimulsión. Y es por

ello que una frase lapidaria de un grupo de investigadores franceses debe leerse como el epitafio para la Orimulsión en tanto que insumo de refinación a gran escala: “recobrar el crudo para procesamiento adicional implica romper la emulsión y no hay un proceso disponible para lograr esto. Asuntos relacionados con el reciclaje de agua todavía tienen que ser resueltos”.<sup>36</sup> Para ser más exactos, éste proceso sí existe, pero involucra el uso de cantidades apreciables de un desemulsionante cuyo costo es aún más elevado que el del tensoactivo. Además de caro, este desemulsionante también es un contaminante, lo cual aumenta aún más la intensidad del tratamiento mínimo que requiere el agua contenida en la Orimulsión, en el caso de que ésta no se separe del crudo extra pesado por evaporación en una caldera.<sup>37</sup>

**Desde luego, los asuntos relacionados al tratamiento y reciclaje de agua no constituían un problema en el sector de generación eléctrica, ya que el agua presente en la Orimulsión se vaporizaba instantáneamente al paso del producto de las espreas a la caldera, mientras que las impurezas eran atrapadas por los filtros anti-contaminantes en las chimeneas. Asimismo, en países con una legislación ambiental más laxa, los problemas asociados con la disposición del agua contenida en la Orimulsión resultaban menos espinosos.** El principal obstáculo para que refinadores en estos países pudieran sacar ventaja de la buena disposición de Bitor de malbaratar el crudo extra pesado venezolano era la inexistencia de plantas capaces de lidiar con insumos de una calidad muy adversa, en lo referente a su viscosidad, y su contenido de azufre y ácidos orgánicos corrosivos. Esto

---

36 A. Saniere, I. Hénaut y J. F. Argillier, “Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge”, *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'IFP*, Vol. 59 (2004), No. 5: 460.

37 Romper la emulsión requería la adición de desemulsionante en cantidades no muy diferentes del contenido de tensoactivo del producto. Si cada barril de Orimulsión contenía aproximadamente uno por ciento de surfactante, se habría requerido una cantidad similar de desemulsionante para separarlo en sus componentes. Por ello, el contenido de contaminantes del agua remanente tras la separación del componente de crudo extra-pesado habría sido de alrededor de 6.2 por ciento por peso. Ahora bien, el contenido máximo de químicos como éstos que pueden estar presentes en los efluvios de una refinería se mide no en partes por cien, sino en partes por millón. Alcanzar estas concentraciones hubiera requerido volúmenes de agua colosales, e instalaciones de proceso con una extensión mayor a la de una refinería misma.

era particularmente aplicable al caso de China, cuyo extenso sistema de refinación a la fecha todavía cuenta con una capacidad extremadamente limitada para absorber crudos importados de estas características (esto se debe en parte a que el 55 por ciento de la capacidad total de destilación instalada en China se encuentra en refinerías localizadas tierra adentro que no pueden procesar crudo de importación, pero sobre todo a que, dado el tipo de equipo y metalurgia que tienen las refinerías capaces de recibir crudo importado, estas plantas en lo individual solamente pueden procesar volúmenes minúsculos de crudo pesado amargo para producir combustibles). No obstante lo anterior, **particularmente a partir de 1999, el diferencial de precio entre la Orimulsión y el crudo se volvió tan amplio que permitió que en China se construyeran una serie de mini refinerías orientadas a la producción de asfalto a partir de Orimulsión.**<sup>38</sup> CNPC se convirtió en el segundo mayor cliente a nivel global para el químico desemulsionante (solamente superado por Bitor), y sacó cabal ventaja de la indolencia y falta de vigilancia de los funcionarios comerciales de Bitor—como Saúl Guerrero— para canalizar una parte significativa de sus cargamentos de Orimulsión hacia estas nuevas mini-refinerías, entre otras cosas mediante el recurso de utilizar a Singapur como centro de acopio, almacenamiento y distribución (ver Cuadro C3.1). Y merece la pena destacar que CNPC hizo esto a pesar de que el contrato de su filial China National United Oil Corporation (CNUOC) con Bitor explícitamente señalaba que “las Partes han acordado que el Comprador no utilizar[ía] a la Orimulsión como insumo en la manufactura de asfalto”.<sup>39</sup>

Entre 1997, año en que Bitor envió el primer cargamento de Orimulsión a China, y hasta 2004 inclusive, se construyeran en Guangdong un total de 12 mini-refinerías dedicadas a la producción de asfalto, con una capacidad de destilación instalada de casi 140 MBD

---

38 The Fourth Fossil Fuel. Oil Sands and Orimulsion. London, ABS Energy Research, 2003: 11.

39 Orimulsion Sale and Purchase Agreement between Bitúmenes Orinoco S.A. and China National United Oil Corporation, cláusula 2.01. Este contrato se firmó para servir como puente “hasta que un nuevo módulo de producción a ser construido por una compañía mancomunada entre el Vendedor y China National Petroleum Corporation entre en operación comercial” (Considerandos).

(cuadro C3.2). Y es que, como explica un detallado estudio dedicado al fenómeno de las mini-refinerías en China, si bien es cierto que la Orimulsión supuestamente “estaba destinada a usarse como combustible de calderas”, en la práctica “*la gran mayoría de las importaciones chinas [de este producto] se procesaron en refinerías*. China importó 150,000 toneladas por mes de este combustible de ganga [*cut price fuel* en el original] en 2005 y 2006, haciendo de éste un insumo importante para refinadores independientes, especialmente en la parte sur de Guangdong”.<sup>40</sup> Y eso no es todo: ¡en alguna ocasión, CNUOC inclusive llegó al extremo de la desfachatez revendiendo un cargamento de Orimulsión en Taiwán!<sup>41</sup>

**Cuadro 2.1**  
**Destino de los cargamentos de Orimulsión levantados**  
**por CNUOC, 1997-2006**

	Volumen de Orimulsión (barriles)	Porcentaje
<i>Sin información disponible</i>	2,750,542	
Golfo Pérsico	4,478,005	9.95
Singapur	7,996,734	17.77
Taiwán	1,372,660	3.05
<i>Volumen a destinos distintos a China</i>	13,847,399	30.77
China	31,149,121	69.23
<b>Volumen total rastreado</b>	<b>44,996,520</b>	<b>100.00</b>

\*Incluye cargamentos de Sinovensa

Fuentes: *Lloyd's Marine Intelligence Unit, Lloyds Register/Sea-Web*

A la luz de esta evidencia de oportunismo flagrante por parte de la clientela china de Bitor, vale la pena tener muy presente que la cláusula 18.1 del contrato de suministro de Sinovensa con Petrochina (otra

40 Argus Media Ltd., *Inside China's Teakettle Refineries. A Study of China's Independent Refinery Sector*. London, Argus Media Group: 28.

41 La fecha de conocimiento de embarque del cargamento en cuestión fue el primero de septiembre de 2001. Se cargaron 1.370 MMB de Orimulsión en el buque tanque Utik.

filial de CNPC) no limitaba explícitamente el uso de Orimulsión a la generación de energía eléctrica (como era el caso en otros contratos), sino que facultaba al comprador para utilizar la Orimulsión “para la distribución y venta de la misma en el mercado chino como combustible para generación de electricidad y *como combustible para otros sectores industriales* [no especificados] a clientes en la República Popular de China”.<sup>42</sup> No puede más que causar asombro que los funcionarios que negociaron esta cláusula (y cuya negligencia –si de negligencia se trata– permitió a CNUOC capturar pingües ganancias gracias al precio ridículo de la Orimulsión) pudieran tener el atrevimiento de conminar al MENPET a ser vigilante para que ¡“el usuario final de la Orimulsión no lo use para fabricar asfalto o alimento para las refinerías”! “Con esta precaución”, que ellos mismos se dieron el lujo de **ignorar**, no existiría “campo para la competencia entre la Orimulsión y los crudos o el fuel oil, y en consecuencia que ella pueda producir debilitamiento de los precios en el mercado petrolero”.<sup>43</sup>

**Cuadro 2.2**  
**Minirefinerías chinas orientadas a procesar Orimulsión**

Refinería	Ciudad	Provincia	Inicio de operaciones	capacidad de destilación
Dongguan Chaojie Shiye	Dongguan	Guangdong	2001	9,00
Dongguan Liantai Modified Bitumen	Dongguan	Guangdong	2004	11,00
Foshan Ruifeng	Guangdong	Foshan	2003	13,000
Foshan Sanshui Futeng Bitumen	Guangdong	Foshan	2004	15,000
Foshan Sanshui Haishengda	Guangdong	Foshan	2003	11,000
Foshan Sanshui Santai Modified Bitumen	Guangdong	Foshan	2002	6,000
Foshan Sanshui Yihao Bitumen	Guangdong	Foshan	1997	13,000
Guangzhou Jiasheng Bitumen	Guangdong	Guangzhou	2002	8,000
Guangzhou Qimei Fuel	Guangdong	Guangzhou	2003	13,000
Jiangmen Xinpeng Modified Bitumen	Guangdong	Jiangmen	2004	6,000
PetroChina Gaofu	Guangdong	Foshan	1997	22,000
Yingchang Bitumen	Guangdong	Heshan	2004	11,000
<b>TOTAL</b>				<b>138,000</b>

Fuente: Argus Media Ltd., *Inside China's Teakettle Refineries...*: 83-105

42 Orimulsion Sales Agreement FOB Sales, Dated as of November 17, 2003 between Orifuels Sinoven S.A. and Petrochina Fuel Oil Company Limited, cláusula 1-b de los Considerandos; cursivas nuestras.

43 Guerrero, Pacheco y Layrisse, op. cit.: D-4.

## Los precios de la Orimulsión y la obsesión por la confidencialidad de Bitor

Como ya se ha mencionado, **uno de los principios rectores de la gestión empresarial y comercial de Bitor fue la de siempre ocultar los precios reales de venta de la Orimulsión.** Es cierto que los promotores del producto no negaron el vínculo de los precios de la Orimulsión con el carbón y, por extensión, el hecho de que dichos precios eran muy inferiores a los precios de realización del crudo (aunque los precios de la Orimulsión siempre se citaban en dólares por tonelada métrica, desde luego, para disimular esta diferencia). No obstante ello, estos promotores siempre desplegaron gran celo a la hora de “proteger la naturaleza confidencial de los contratos de Orimulsión vigentes”.<sup>44</sup> Por citar un ejemplo, aunque Guerrero, Pacheco y Layrisse decían tener desacuerdos fundamentales con “los valores particulares ... elegidos para representar el valor de mercado de la Orimulsión” en un estudio patrocinado por el MENPET, se rehusaron a dar a los lectores de su artículo “cifras específicas” propias (no obstante que las conocían muy bien), aduciendo estas razones de confidencialidad.<sup>45</sup> Y es que una cosa era que el público y el gobierno venezolanos estuvieran conscientes de que los precios del dizque “bitumen natural” eran más bajos que los del petróleo crudo, pero otra cosa muy distinta era que supieran *con exactitud* qué tanto más bajos eran.

Ahora bien, **evitar a toda costa la divulgación de los precios de venta no era tan fácil, dado que muchos de los clientes de Bitor eran entidades reguladas con obligación de proveer información de sus costos de generación y precios de combustible a sus respectivos reguladores** (y, a través de éstos, al público en general). No obstante lo anterior, **los precios extraordinariamente ventajosos de la Orimulsión sirvieron para convencer tanto a estas entidades como a sus reguladores de que valía mucho la pena darle gusto a Bitor en lo referente a la no publicación de dichos precios.**

Por poner un ejemplo, en las audiencias de aprobación para el proyecto de reconfiguración de la planta de Coleson Cove, NB Power

---

44 Guerrero, Pacheco y Layrisse, op. cit.: D-2.

45 Bernard Mommer, El mito de la Orimulsión. La valorización del crudo extra pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco. Caracas, Fondo Editorial Darío Ramírez/Ministerio de Energía y Minas, 2004.

objetó exitosamente que los comisionados de servicios públicos pudieran ver la fórmula de precios que sustentaba la rentabilidad de este proyecto. Los comisionados observaron que cualquier acuerdo comercial suscrito por NB Power debería especificar que “para propósitos de regulación de servicios públicos ... se debía entender por quien entrara en un acuerdo con NB Power que [esta información] se podría tener que compartir con los reguladores, no por propósitos comerciales sino porque [NB Power] es una entidad regulada”.<sup>46</sup> NB Power respondió que se había advertido claramente a Bitor que “de una u otra forma la entidad reguladora podría requerir esta información”, y aclaró que Bitor “no tenía ninguna objeción a esto”. Pero dijo que lo que Bitor temía era “que la información se filtrara y fuera utilizada u obtenida por competidores o por otros potenciales clientes”.<sup>47</sup> NB Power argumentó que, en vista de ello, todas las partes del acuerdo referentes al precio de la Orimulsión debían ser extirpadas de los documentos en las audiencias y así se hizo al final, aunque no sin cierta oposición de algunos comisionados. Uno de los comisionados que se opusieron agudamente observó que era “de verdad notable lo poco que se sabía de un documento que creaba una obligación potencial de 4,500 millones de dólares [canadienses, de NB Power hacia Bitor]. No sabemos nada de garantías. No sabemos nada de cláusulas de salida”.<sup>48</sup> Y desde luego, los comisionados tampoco sabían nada acerca del precio de la Orimulsión, como no fuera el hecho de que éste era tan ventajoso que permitiría a NB Power recuperar una inversión de 745 millones de dólares canadienses en seis años,<sup>49</sup> a una tasa de descuento (regulada y, por lo tanto, muy conservadora) del 7.15 por ciento.<sup>50</sup>

La magnitud de los incentivos que tenían los clientes de Bitor para colaborar en mantener ocultos los precios de venta de la Orimulsión nuevamente se puso de manifiesto en las audiencias que la entidad reguladora en materia de electricidad de New Brunswick condujera

---

46 New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities, In the Matter of an Application by New Brunswick Power Corporation Dated July 12th 2001 in Connection with a Proposal to Refurbish its Generating Facility at Coleson Cove, Fredericton (N.B.), 2001-2002: 45.

47 Ibid.: 45-6.

48 Ibid. July 12th 2001...: 671.

49 Ibid.: 398.

50 Ibid.: 115.

después de que NB Power retirara la demanda que entabló en Nueva York contra Bitor y PDVSA en 2005, por el presunto incumplimiento del contrato de suministro para la termoeléctrica de Coleson Cove. En esa ocasión, un alto funcionario de NB Power (involucrado en las negociaciones tanto del contrato de suministro como del acuerdo negociado de desistimiento de la demanda), explicó en los siguientes términos por qué los funcionarios de PDVSA y Bitor veían con gran desagrado y preocupación todo lo relacionado con la revelación de información comercial de Orimulsión: "Durante las discusiones, no diría repetidamente pero a menudo, me fue indicado que estaban preocupados por la apreciación de la Orimulsión. Era un precio que databa de 1994. New Brunswick Power fue la primera organización que quemó este combustible comercialmente. Y tenemos un precio muy atractivo como resultado. De hecho, es un precio que en mi opinión *no tiene precedentes en ningún otro contrato...* Y subsecuentemente estaban preocupados ... y así me lo expresaron, que la determinación de precios era un asunto que no nos dejarían divulgar".<sup>51</sup>

### Ajustes adicionales a los precios

**Los funcionarios de PDVSA y Bitor siempre estuvieron igualmente interesados en no divulgar el contenido de otras cláusulas en los diversos contratos de suministro de Orimulsión, gracias a las cuales el precio efectivo de realización de la Orimulsión se reducía aún más.** Las más importantes se detallan a continuación.

a) **Fletes marítimos:** En los contratos de Bitor, los valores de facturación se calculaban **siempre** sobre la base de precios entregados (aún cuando las ventas se hicieran libre a bordo). Los costos unitarios de transportar Orimulsión eran sumamente desventajosos a comparación de los costos de transportar combustible residual, debido al alto contenido de agua de la primera (el agua es una sustancia densa y por lo tanto pesada, amén de que no tiene valor comercial alguno para una planta de generación). El Gráfico G3.5 contrasta el costo de

---

51 New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities, In the Matter of an Application by New Brunswick Power Distribution and Customer Service Corporation (DISCO) for Approval of Changes in its Charges, Rates and Tolls (Includes Interim Rate Proposal) Motion Concerning DISCO's Non-response to a Number of IRs. Saint John (NB), 2007: 715-6; cursivas nuestras.

transportar de Venezuela a Canadá cantidades equivalentes de energía en un buque tanque normal, bajo la forma de Orimulsión y bajo la forma de combustible residual, respectivamente. Cabe resaltar que, con el fin de reducir el contenido de azufre por tonelada de producto, cada barril de Orimulsión contenía aproximadamente 50 por ciento más agua de la estrictamente necesaria para reducir la viscosidad lo suficiente como para que éste fluyera (o sea, la Orimulsión se preparaba con un 30 por ciento de agua, cuando un 20 por ciento hubiera bastado). Naturalmente, esto iba en desmedro de las economías de transporte del producto, de por sí adversas (Gráfico G3.5).<sup>52</sup>

Las fórmulas de venta de Orimulsión generalmente incorporaban elementos de ajuste que variaban conforme a los costos de transporte del carbón (por decir algo, la fórmula para la termoeléctrica de Dalhousie tenía un componente ligado al comportamiento del Índice de Fletes del Baltic Exchange de Londres).<sup>53</sup> Y por si esto fuera poco, el costo de transporte a menudo se inflaba con comisiones que cobraban filiales de mercadeo que actuaban como intermediarios entre Bitor y algunos de sus clientes (el monto de dichas comisiones se utilizaba para financiar a las oficinas de Bitor en el exterior).<sup>54</sup>

Los fletes marítimos siempre fueron un área especialmente obscura de un negocio de por sí opaco. Dado que el costo de los fletes representaba una proporción significativa del precio de facturación (antes de otros ajustes señalados a continuación), éste era un rubro que se prestaba particularmente bien para todo tipo de manipulaciones. Por decir algo, cuando el curso de los acontecimientos políticos

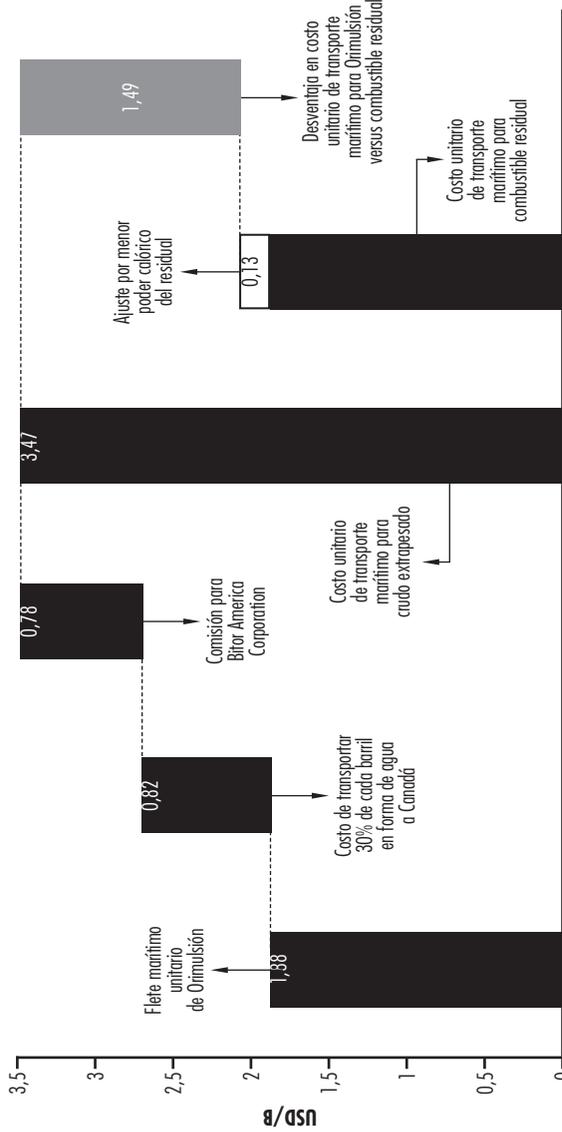
---

52 Por ejemplo, en el caso de Dalhousie, el sobreprecio promedio en el costo de transporte de la Orimulsión derivado de su contenido innecesario de agua, a lo largo de la vida del contrato, fue de 0.35 USD/B.

53 Este índice (Baltic Freight Index) es publicado diariamente por el Baltic Exchange de Londres (el cual data de 1744), y busca expresar el precio de mover mercaderías por mar.

54 En el caso de las ventas a Japón, MC Bitor cobraba una comisión a Bitor y Mitsubishi le cobraba una comisión tanto a MC Bitor como a los usuarios finales en Japón. Por su parte, el precio de venta que Bitor America aplicaba a sus clientes se determinaba de forma tal que su margen bruto de comercialización fuera el equivalente a 150 por ciento de sus gastos operativos presupuestados (Distributor and Services Agreement Made as of the 12th Day of December 1990, By and Between Bitúmenes Orinoco S.A. and Bitor America Corporation, Exhibit A: Pricing).

**Gráfico 3.5. Costos comparativos de transporte marítimo para Orimulsión y combustible residual, ruta Jose-St. John S. (New Brunswick), 1997-2005**



Supuestos: ● Poder calorífico del crudo extrapesado = 53,12 MMBTU/B  
 ● Poder calorífico del residual = 49,73 MMBTU/B

Fuente: Bior

en Venezuela finalmente dio lugar a cuestionamientos mucho más serios respecto a los precios de la Orimulsión, muchos de los apologistas incondicionales del producto respondieron con descripciones de las supuestas bondades del negocio que hacían gran énfasis sobre los ingresos brutos a precios de facturación. Todas estas expresiones de apoyo a la Orimulsión tenían en común que, de forma por demás conveniente, omitían mencionar que dichos ingresos se habían calculado sobre la base de precios entregados, los cuales eran significativamente más altos (entre 30 y 55 por ciento, a lo largo de los años, dependiendo del contrato) que los precios efectivos de realización libre a bordo. Otras manipulaciones eran más insidiosas y difíciles de detectar. Por ejemplo, el contrato de fletamento de las embarcaciones con las que se llevaba Orimulsión al Lejano Oriente excluía el costo de los bunkers.<sup>55</sup> Dichos bunkers los compraba por separado PDVSA Comercio y Suministro, por lo que Bitor podía excluir el costo del combustible de sus cálculos de costos de transporte al Lejano Oriente, para así presentar el contrato de fletamento como excepcionalmente ventajoso. De manera similar, los costos de transporte de Bitor nunca se ajustaban *ex post* para reflejar el pago de demoras a los armadores de buques (estos pagos no eran para nada despreciables, ya que el ritmo de carga y descarga de la Orimulsión era considerablemente más bajo que el del combustible residual).<sup>56</sup>

Las fórmulas de venta de Bitor siempre reflejaban los costos de transportar Orimulsión hasta la planta misma del cliente (y no solamente hasta la terminal marítima más cercana) y los costos adicionales asociados a factores logísticos de toda índole también podían ser significativos. Por ejemplo, en el caso de la Orimulsión suministrada a Lituania, Bitor absorbía el costo de transportar el producto por fe-

---

55 Contract of Affreightment between American Eagle Tankers Inc. Limited and Bitúmenes Orinoco S.A., Dated February 2003.

56 Además, en algunas ocasiones, problemas relacionados con la calidad del producto dieron lugar a reclamos muy significativos. Por ejemplo, el cargamento con fecha de conocimiento de embarque del primero de octubre de 2004, enviado a Japón en el buque “Sanko Quality”, no pudo descargar en ese país debido a la degradación de la Orimulsión. Los reclamos asociados a este cargamento, los cuales no han sido plenamente resueltos a la fecha, totalizan 7.5 MMUSD, sin contar intereses. Esta suma excede en 5.5 MMUSD al valor facturado por este cargamento a MC Bitor (que fue de 2 MMUSD).

rocarril desde el puerto de Klaipeda a Elektrenai.<sup>57</sup> De igual forma, el transporte de Orimulsión a clientes en Japón, Corea y Singapur requería múltiples trasiegos de producto en alta mar, cuyos costos corrían enteramente por cuenta de Bitor (el trasiego de producto y las descargas múltiples también eran necesarios en el caso de las ventas a Arawak, debido a las restricciones en el tamaño de las embarcaciones que podían atracar en Barbados).

Finalmente, hay que resaltar que **Bitor no solamente absorbía los costos sino también los riesgos inherentes al transporte marítimo de Orimulsión, y la magnitud de estos riesgos era fuera de toda proporción al valor del negocio.** Los riesgos en el transporte de productos petroleros sucios de por sí son considerables, pero en el caso de Bitor lo eran aún más. Prácticas tales como el uso rutinario de maniobras de trasiego, o la carga de embarcaciones fuera de los márgenes de seguridad de una terminal marítima, demuestran que Bitor estaba dispuesta a multiplicar su exposición a eventos potencialmente catastróficos con tal de colocar volúmenes adicionales —a veces marginales, como en el caso de Arawak— de Orimulsión.<sup>58</sup> Por si esto fuera poco, muchas de las plantas donde se quemaba (o se planeaba quemar) Orimulsión están localizadas en sitios donde un derrame habría tenido consecuencias financieras mayores para Bitor (por no hablar de las devastadoras consecuencias ambientales): Barbados en el mar Caribe, la bahía de Fundy en Canadá, la bahía de Tampa en Florida, la bahía de Kashima en Japón, etc.

b) Costo de aditivos: La primera formulación comercial de Orimulsión contenía nitrato de magnesio, como un agente para inhibir la corrosión en las calderas. Sin embargo, la experiencia operativa (sobre todo en la planta de Dalhousie) se encargó de demostrar que, para evitar la corrosión que causaba la Orimulsión, de todas maneras se tenía que agregar hidróxido de magnesio en la caldera (el punto exacto donde se debía inyectar el aditivo dependía de la configura-

---

57 Lithuanian Energy Institute, Laboratory of Combustion Processes, Executive Summary of Environmental Impact Assessment of Environmental and Related Technical Upgrading of Lithuanian Power Plant, 2005: 3.

58 Durante algún tiempo, por ejemplo, Bitor permitió que Arawak cargara en Jose embarcaciones cuyo tamaño era menor al límite especificado por la capitanía del puerto.

ción individual de la caldera).<sup>59</sup> El costo de dicho aditivo en el caso de Dalhousie era de aproximadamente 1 dólar por tonelada métrica de Orimulsión (equivalente a 45,000 USD por cargamento o 0.23 USD/B de crudo extra pesado), monto que Bitor deducía *a posteriori* de la factura a NB Power.

A partir de 1998, Bitor eliminó el nitrato de magnesio de la formulación Orimulsión-400, e hizo alarde de la reducción de costos variables que permitió este cambio.<sup>60</sup> De lo que no hizo alarde fue del hecho que, aún tras la reformulación, seguiría siendo necesario agregar hidróxido de magnesio en las calderas del cliente, y que el costo del aditivo correría por cuenta de Bitor. Así, por ejemplo, el contrato de PowerSeraya contemplaba deducciones por concepto de “costos variables de operación adicionales” que podían alcanzar un máximo de 3 dólares por tonelada métrica de Orimulsión (0.69 USD/B de crudo extra pesado), y promediaban aproximadamente 250,000 USD por cargamento. Dichas deducciones no estaban especificadas en el contrato original de suministro con PowerSeraya y fueron incorporadas en la cláusula 5.2 de un “Acuerdo Suplementario” entre las partes, firmado en 2003.<sup>61</sup>

c) Manejo y disposición de cenizas: Los contratos de suministro con SK Power y ENEL (los cuales expiraron en 2002 y 2003, respectivamente) hacían responsable a Bitor del manejo de los desechos sólidos producto de la combustión de Orimulsión (es decir, las cenizas). Ésta era una operación costosa, máxime cuando se piensa que los desechos tenían un valor comercial negativo. Bitor montó una empresa en asociación con Stratcor Corp. (Orbit Metallurgical) para recuperar el vanadio y el níquel presente en las cenizas. En todos los años de su existencia, Orbit nunca produjo otra cosa que números rojos, y sus pérdidas las acabó absorbiendo Bitor (y, en última instancia, el estado venezolano).<sup>62</sup> Asombrosamente, algunos promotores de la

---

59 Bitúmenes Orinoco S.A., Orimulsion Fact Sheet. Physical and Chemical Properties of Orimulsion-400. Caracas, BITOR, S.A.: 1.

60 Gerencia de Planificación de Exploración y Producción PDVSA/Gerencia de Planificación de Bitor, Análisis del Negocio de Orimulsión. Seguimiento al Plan de Negocios 99-2008. Documento confidencial, julio de 1999: 10.

61 Supplemental Agreement to the FSA Dated 27th February, 2003, between Bitúmenes Orinoco S.A. and PowerSeraya Ltd.

62 Los últimos estados financieros consolidados presentados por Bitor señalaban

Orimulsión citaban a Orbit como un buen ejemplo nada menos que de ¡las “oportunidades concretas para obtener ganancias adicionales a través del manejo apropiado de las cenizas cuando se quema[ba] Orimulsión”!<sup>63</sup>

## La Orimulsión y la cuota OPEP de Venezuela

Durante los primeros años de sus operaciones comerciales, Bitor efectivamente logró prevenir cualquier análisis serio en torno a la determinación de precios de la Orimulsión. Y en aquellas ocasiones en las que el asunto llegaba a salir a colación, Bitor conjuraba la discusión recurriendo a un par de argumentos relacionados, ambos igualmente inválidos. El primero de ellos era que la Orimulsión se producía a partir de bitumen natural y no de petróleo crudo, y por lo tanto, intentar relacionar los precios de uno y otro era un ejercicio sin sentido pues, en palabras del eminente geólogo Aníbal Martínez (un personaje que aparecerá recurrentemente en este informe, desempeñando un papel muy desafortunado a la luz de su reconocido –y por lo demás bien merecido– prestigio científico), se pretendía “compara[r] cosas que no son comparables”.<sup>64</sup> La mayoría de la segunda parte de este trabajo está dedicada a presentar evidencias científicas que refutan contundentemente la afirmación de que la Orimulsión se preparaba mediante bitumen natural, por lo que aquí no se le dedicará más espacio

Por lo que respecta al segundo argumento en defensa de la Orimulsión, éste descansaba igualmente sobre la no identidad entre bitumen natural y petróleo crudo, pero estaba planteado más bien en términos de las consecuencias de regulación (y no de mercado) que supuestamente se derivaban de esta premisa clave. Este segundo argu-

---

que, para 2003, las pérdidas acumuladas por la participación patrimonial en Orbit Metallurgical excedían el valor de la inversión en 8 MMUSD. En abril de 2003, los accionistas de Orbit tomaron la decisión de cesar operaciones a partir de agosto de ese año (Bitor, Bitúmenes Orinoco, S.A. (BITOR) y sus filiales (filial de Petróleos de Venezuela, S.A. – PDVSA). Estados Financieros Consolidados e Información Adicional para Propósitos Estatutarios. 31 de diciembre de 2003 y 2002. Con el informe de los contadores públicos independientes. Bitor, Caracas, 2004: 17).

63 Gómez-Bueno, Marcano y Sánchez, op. cit.: 3.

64 Citado en Orimulsión: Nuevo Negocio...: 128.

mento constituye la parte medular del anteriormente citado artículo de Guerrero, Pacheco y Layrisse, el cual –junto con otro muy similar firmado por Guerrero, Jones Parra, Abreu, Urbano, Montefusco y Gil<sup>65</sup>, y aparecido en la revista venezolana *Interciencia*– puede verse como la expresión más sucinta y pulida de los pseudo argumentos económicos a favor de la Orimulsión. Estos autores confiesan abiertamente que **“un hecho muy importante sobre el cual descansa la mayoría de los argumentos relacionados con la Orimulsión es que ella no se cuenta dentro de la cuota venezolana de la OPEP”**.<sup>66</sup> ¿Por qué? Pues porque **“la Orimulsión, como el gas o el carbón (ambos producidos por Venezuela) no es petróleo tradicional” y, por ende, no ha de considerarse como parte de los compromisos de producción que Venezuela adquiere a raíz de su participación en esta organización**.<sup>67</sup>

En este punto, cabe hacerse una pregunta muy importante para entender la esencia anti-regulatoria del proyecto Orimulsión: ¿por qué, en principio, habría de estar sujeta la Orimulsión a cuota alguna? ¿Acaso no es cierto que las cuotas de producción OPEP solamente se aplican al petróleo crudo, y no a la gasolina, ni al diesel, ni al combustible residual ni a ningún otro *producto*? Y, a fin de cuentas, ¿no es la Orimulsión un *producto* también (aunque no un *producto refinado*)? Crucialmente, de acuerdo a los promotores de la Orimulsión, la respuesta a esta última pregunta es negativa. En palabras de Aníbal Martínez: “la Orimulsión –combustible venezolano para generar electricidad– *es un hidrocarburo distinto*, con sus propias características. *Es un producto natural. Bitumen y Orimulsión es lo mismo*”.<sup>68</sup> Esta supuesta identidad se justificaba diciendo que **el carácter y propiedades de la Orimulsión no se derivaban de un proceso de transformación, ya que la adición de agua y surfactante a las gotas del dizque bitumen natural no producía ningún cambio físico o químico en**

65 Saúl Guerrero, Leslie Jones Parra, Emilio Abreu, Manuel Urbano, Luis Montefusco y Luis Gil, “Orimulsión”, en *Interciencia*, vol. 29 (no. 4): 180-1. Además de Guerrero, los otros autores también eran funcionarios cesados de Bitor, respectivamente, gerente de Informática, del Módulo Italiano, de Emulsificación, de Producción y del Terminal de Jose.

66 Guerrero, Pacheco y Layrisse, op. cit.: D-2.

67 Ibid.: D-3.

68 Aníbal Martínez, citado en Orimulsión. Nuevo negocio...: 127.

ésta. Siendo así, no era demasiado aventurado decir que lo que Bitor extraía de sus pozos era, esencialmente, Orimulsión, aunque quizás en una forma todavía no mercadeable. Después de todo, el supuesto bitumen natural que producía Bitor salía de los pozos —en forma de emulsión— con el agua de formación, por lo que el enorme y muy costoso aparato industrial dedicado a la preparación de Orimulsión podía caracterizarse como un mero apéndice que servía para modificar ciertos rasgos secundarios de estas emulsiones de bitumen natural y agua (notablemente su estabilidad, salinidad y viscosidad).

Ahora bien, **si era cierto que la Orimulsión, más que estar hecha de bitumen natural**, de hecho era bitumen natural, esto quería decir que “Orimulsión” y “bitumen natural” eran términos intercambiables. O sea que cualquier característica aplicable a uno de ellos tendría que ser, por definición, extensiva al otro. Y, en vista de que la producción de Orimulsión no estaba sujeta a cuota, pues entonces era obvio que la producción de bitumen natural tampoco tenía por qué estarlo. De allí se derivaba naturalmente la afirmación de que “los niveles de producción de bitumen natural destinados a la elaboración de Orimulsión ... no se considerarán sujetos a los compromisos internacionales de la República de Venezuela derivados de su participación en organizaciones internacionales”.<sup>69</sup> Pero, **¿y si el “bitumen natural” de hecho no estuviera destinado a venderse como Orimulsión y se utilizara, digamos, como insumo en una planta de mejoramiento, como las que se construyeron en la FPO a finales del siglo XX? Pues nada cambiaba en tal caso, porque al final de cuentas lo que se estaría produciendo sería igualmente Orimulsión** (“bitumen y Orimulsión es lo mismo”, Aníbal Martínez *dixit*), y por lo tanto, esta Orimulsión en particular (¿proto Orimulsión?) tampoco tendría por qué estar sujeta a cuota, por más que estuviera destinada a entrar al mercado petrolero internacional bajo la forma de crudo mejorado (o sintético), tras un proceso de transformación industrial.<sup>70</sup> Esta última reflexión deja al descubierto

69 “Acuerdo de asociación para el desarrollo de Orimulsión entre Bitor, Conoco, Statoil y el Consorcio Nacional Jandis”, Gaceta Oficial, no. 36.002 (Julio 17, 1996), Art. 2, cláusula undécima; cursivas nuestras.

70 La distinción entre los crudos mejorados y los sintéticos es en buena medida semántica, ya que se trata de productos refinados muy similares, *ceteris paribus*. Estrictamente hablando, se puede decir que los crudos mejorados se producen

las tremendas implicaciones económicas y políticas, tanto en el plano doméstico como en el internacional, que subyacían a los constantes y denodados esfuerzos de PDVSA y Bitor de rebautizar a la FPO como Faja *Bituminosa* del Orinoco, supuestamente en aras de la exactitud científica.

El que la Orimulsión no pudiera ser sujeto de restricciones de producción era algo que **supuestamente acentuaba el atractivo económico de este negocio en los momentos en que la producción de crudo convencional se viera limitada por dichas restricciones (cosa que tiende a suceder en la mayoría de las coyunturas previsibles del mercado petrolero)**. En palabras de Guerrero, Pacheco y Layrissé: “Venezuela, u otro país de la OPEP, al llegar a su nivel de cuota, no debería producir por encima de la misma y por tanto la regalía o impuestos de este exceso *tienden a cero [¡sic!]*”.<sup>71</sup> Pero, crucialmente, cuando Venezuela llegaba a este límite, los defensores de la Orimulsión argumentaban que, *a diferencia de todos los demás países de la OPEP*, el país todavía podía producir y vender bitumen natural/Orimulsión. Esto quería decir que “para Venezuela la Orimulsión [era] una opción, un bono [o sea, un beneficio adicional] fuera del tradicional techo de producción de las cuotas”. En otras palabras, “las mezclas y los petróleos sintéticos o mejorados [son] buenas opciones de negocios” siempre que no se alcanzara el límite que representa la cuota OPEP de Venezuela. Pasado este umbral, sin embargo, la Orimulsión supuestamente era una opción superior para Venezuela, dado que podía “generar ingresos adicionales al país, sin límites en su producción debido a las restricciones de las cuotas de la OPEP”.<sup>72</sup>

Como puede apreciarse, en manos de los promotores de la Orimulsión, la diferencia postulada entre bitumen natural y petróleo

---

a partir de crudos extra-pesados, mientras que los crudos sintéticos se producen a partir de bitumen natural. Sin embargo, el término “crudo sintético” siempre fue el preferido de PDVSA, por la connotación que indudablemente lleva aparejada de ser un producto de origen más bien artificial, cuya existencia es mérito ante todo del capital que se utilizó en su transformación, más que del recurso natural a partir del cual se produjo.

71 Guerrero, Pacheco y Layrissé, op. cit.: D-3. Se utiliza la traducción de los propios autores, los cuales son responsables de las numerosas infelicidades de construcción y lenguaje; cursivas nuestras.

72 Ibid.: D-3.

crudo –que en teoría descalificaba de entrada cualquier intento de contrastar entre sí los *precios* de uno y otro, *dixit* nuevamente Aníbal Martínez– se transformó, como por arte de magia, en la premisa de un razonamiento económico falaz que no solamente sustentaba la comparación del *negocio* de Orimulsión con el negocio de producir crudo convencional, sino que arrojaba la conclusión de que ambos eran naturalmente complementarios, dado que la Orimulsión representaba una alternativa preferible en un ambiente de cuotas (endémicas al mercado petrolero de la actualidad, por lo demás)<sup>73</sup>: “el aporte de la Orimulsión a la Nación es adicional a cualquier ganancia de PDVSA bajo cuota OPEP, y el negocio de Orimulsión nunca excluyó otra opción de negocio con extra pesados en Venezuela”<sup>74</sup>.

A partir de este esbozo del **vínculo que los promotores de la Orimulsión buscaron establecer entre la cuota OPEP de Venezuela, por un lado, y las bondades del negocio**, por el otro, debe quedar claro que dicha vinculación **no representa más que otra vertiente para justificar el bajísimo precio de venta de la Orimulsión, el cual nuevamente queda de relieve como la característica auténticamente distintiva del producto** (más que su supuesto origen bituminoso). **Pero la verdad es que esta justificación es sostenible *si y solamente si se acepta como válida y verdadera la siguiente afirmación***, extraída tal cual de uno de los artículos citados arriba, sin elipsis, paráfrasis o modificación:

**“El valor de un barril de extra pesado solo o como Merey 16 una vez alcanzada la cuota OPEP asignada a Venezuela es *nulo*. Al contrario, el valor del bitumen en Orimulsión una vez alcanzada la cuota OPEP es de al menos US \$10/b, sin techo en cuanto a volúmenes de venta”**.<sup>75</sup>

Este breve pasaje, mejor que ningún otro, disipa cualquier duda

73 Como lo afirma el título de un artículo escrito por Carlos Rodríguez, gerente de finanzas de Bitor hasta el paro de 2002–3: Orimulsion Is the Best Way to Monetise the Orinoco’s Bitumen, publicado el 27 de septiembre de 2005 en Petroleumworld (<http://www.petroleumworld.com/SunOPF091805.htm>): pp. 14. La traducción del título es “La Orimulsión es la mejor forma de monetizar el bitumen del Orinoco”.

74 Guerrero, Jones Parra, et al., op. cit.: 180.

75 Ibid.: 180, cursivas nuestras.

de que los promotores de la Orimulsión siempre estuvieron perfectamente conscientes de que este mal llamado negocio no era más que un monumental embuste. Después de todo, como se explica mucho más adelante en este trabajo, la naturaleza algo arcana y especializada de los criterios científicos de clasificación de hidrocarburos viscosos hace que no sea difícil aceptar en principio que alguien –inclusive un defensor de la Orimulsión– pudiera afirmar de buena fe que la Orimulsión se preparaba mediante bitumen natural y no crudo extra pesado (aunque, desde luego, ésta es una mucho mejor excusa para un lego en materia petrolera que para un funcionario del Intevep, o de PDVSA). En contraste, no hay forma en que la afirmación resaltada arriba haya podido ser redactada más que a sabiendas de su falsedad (es decir, como una mentira con dolo). ¿O es que hay quien genuinamente pueda creer que en aquellos momentos en que Venezuela –a instancias de PDVSA– estaba excediendo su cuota de producción OPEP en más de 1 MMBD (1997–8), el valor que producían las ventas de crudo venezolano por encima de la cuota era “nulo”? ¿O quien pueda concebir que cuando otros miembros de la OPEP han llegado a violar sus cuotas, a veces de manera igualmente flagrante, lo hayan hecho a pesar de que los beneficios previsibles de esta estrategia “tienden a cero”?<sup>76</sup>

La respuesta en ambos casos es obvia: no hay quien pueda creer o concebir esto, porque se necesita ser algo más que un ingenuo para pensar que **una cuota de producción OPEP representa un límite**

---

76 Al respecto, vale la pena recordar el elegante resumen de Mabro respecto al problema de la cuota OPEP de los Emiratos Árabes Unidos [EAU] y su distribución entre Abu Dhabi y Dubai, a finales de la década de los años ochentas: “Dubai usualmente produce a los límites de su capacidad productiva y no se considera comprometido por acuerdos de producción o de precio ... Por lo tanto, cualquier cuota asignada a los EAU se traduce en una cuota ‘residual’ para Abu Dhabi ... [Además] la brecha entre la cuota ‘residual’ de Abu Dhabi ... y su capacidad de producción ... siempre ha sido enorme ... [Por lo tanto] Abu Dhabi siempre tuvo un fuerte interés económico de producir por encima de su cuota ... [por que] el país podía generar ingresos mucho más altos produciendo en exceso de cuota que adhiriéndose a su cuota ‘residual’” (Robert Mabro, *OPEC’s Production Policies, How Do They Work? Why Don’t They Work?* Oxford, Oxford Institute for Energy Studies, 1989: 33-4). La declinación de la producción en Dubai a fin de cuentas tornó irrelevante este espinoso problema.

**físico verdadero, como el volumen máximo de líquido que puede contener un recipiente. Las cuotas OPEP en realidad no son más que umbrales que los países miembros se auto-imponen, y que son determinados y negociados entre ellos en función de cierto escenario de oferta, demanda y acumulación de inventarios de petróleo** (las resoluciones en esta materia, por lo demás, están sujetas a la decisión unánime de los países miembros). La cosa sería distinta si la no observancia de las cuotas OPEP por parte de los países miembros fuera un asunto punible, de la forma en que lo ha sido cuando menos desde 1930 cualquier producción en exceso de una restricción emitida por la Comisión de Ferrocarriles de Texas, por parte de un operador en ese estado.<sup>77</sup> Pero, como es bien sabido, “no hay ningún mecanismo para forzar la observancia de los acuerdos OPEP, ni siquiera la amenaza de expulsión o suspensión de la organización”, y debido a esto, “los países miembros no se ven inhibidos de romper un acuerdo por la amenaza de sanciones institucionales. La única inhibición efectiva viene del miedo genuino hacia las sanciones que propina el mercado”, por la vía de la caída en el nivel general de precios.<sup>78</sup>

Si bien es cierto que el valor de un barril de crudo producido por encima de cuota no es nulo, también lo es que las “sanciones que propina el mercado” hacen que una estrategia predicada sobre la inobservancia deliberada de las cuotas inevitablemente trae aparejado cierto costo (en la forma de un descenso del nivel general de precios), que puede llegar a ser sumamente elevado. Éste fue el caso en 1998, cuando el mercado petrolero colapsó, en gran medida como consecuencia de la respuesta de otros países productores a la estrategia de maximización de volúmenes de producción emprendida por PDVSA. En este sentido, es importante resaltar nuevamente que el catastrófico período 1998-9 marca la única ocasión en que los precios de realización de la Orimulsión y del petróleo crudo han llegado a ser siquiera remotamente comparables (Cuadro C3.3). Dicho período es el único durante el cual el negocio de Orimulsión generó beneficios contables *aparentes* para Venezuela comparables a los de los proyectos

77 En agosto de este año la Comisión publicó su primera orden de restricción de producción aplicable a todos los pozos petroleros en el estado. El acto de ignorar las órdenes de restricción de producción del estado era un delito en Texas, y el Connolly Hot Oil Act de 1935 lo transformó en un delito federal.

78 Mabro, op. cit.: 31.

**Cuadro 3.3**  
**Precios FOB para crudo extra-pesados de la FPO en usos alternativos,**  
**1990-2006**

Año	Para formación de Orimulsión			Diferencia	
	a) Sin incluir costos de preparación (USD/B)	b) Incluyendo costos de preparación (USD/B)	c) Como componente en segregaciones pesadas (USD/B)	(c-a) (USD/B)	(c-b)
	1990	2.44	-1.01	14.65	12.21
1991	5.95	2.50	9.92	3.97	7.42
1992	5.72	2.27	10.35	4.63	8.08
1993	5.51	2.06	9.81	4.30	7.75
1994	6.11	2.66	10.53	4.42	7.87
1995	6.53	3.08	12.81	6.28	9.73
1996	5.35	1.90	15.50	10.14	13.59
1997	5.99	2.54	13.01	7.02	10.47
<b>1998</b>	<b>5.74</b>	<b>2.29</b>	<b>7.48</b>	<b>1.74</b>	<b>5.19</b>
1999	5.93	2.48	12.86	6.92	10.37
2000	6.94	3.49	20.85	13.91	17.36
2001	7.00	3.55	15.05	8.05	11.50
2002	7.26	3.81	19.22	11.96	15.41
2003	7.51	4.06	22.53	15.03	18.48
2004	9.18	5.73	26.56	17.38	20.83
2005	15.07	11.62	39.53	24.46	27.91
2006	7.33	3.88	44.02	36.69	40.14

Fuentes: Bitor, Menpet

de mejoramiento en la FPO *antes* de los cambios en el régimen fiscal aplicable a los mismos emprendidos en el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera (aunque, como se explica en el siguiente capítulo, estos beneficios aparentes no fueron más que un espejismo, ya que se sustentaban en la minimización del valor de mercado del crudo extra pesado). Como observó el reporte sobre las actividades de Bitor emprendido por León, Mendoza & Asociados a instancias de la oficina del Comisario Principal de PDVSA, “el lapso para el cual la contribución a la Nación de la Orimulsión habría sido mayor que la del crudo sintético se ubica entre los meses de marzo de 1998 y marzo de 1999. Para el resto de los meses, el negocio de mejoramiento resultó más atractivo ... Asumiendo que ambos negocios hubieran procesado el mismo volumen de petróleo extra pesado durante cada momento de los 94 meses que corresponden al período de análisis, al final habría

resultado que cada barril utilizado en mejoramiento habría generado una contribución 160% superior a la generada por cada barril procesado para generar Orimulsión”.<sup>79</sup>

En el mismo cuadro señalado arriba se puede ver también que **los precios anuales promedio realizados para el crudo extra pesado en la Orimulsión están muy por debajo de los 10 USD/B que, según Guerrero *et al.*, Bitor siempre percibiría como ingreso unitario mínimo de venta.**<sup>80</sup> Esto constituye otra muestra contundente de la mala fe y mendacidad de los promotores de la Orimulsión, sobre todo cuando se piensa que éstos últimos en múltiples ocasiones han buscado descalificar sin más las cifras del MENPET respecto a los precios FOB del producto, supuestamente por ser éstas demasiado bajas. **Por ejemplo, según Guerrero *et al.*, era un “error notorio” decir que “el bitumen natural en Orimulsión se valoriza en US\$6.60 por barril”, ya que “todos los contratos nuevos o en negociación” supuestamente planteaban precios superiores a los 10 dólares por barril,** y se esperaba los volúmenes asociados a estos nuevos contratos absorbieran la mayor parte de la capacidad de producción disponible de Orimulsión.<sup>81</sup> Del mismo modo, y haciendo referencia a estos mismos contratos (cuyos detalles se pueden consultar en el anexo al final de este informe), Rafael Quiroz denunció acaloradamente: “estamos vendiendo a 10.46 dólares cada barril de bitumen, pero en ningún caso ‘a 4 dólares’ tal como lo afirma el titular del despacho de Energía y Minas [Ing. Rafael Ramírez]”.<sup>82</sup>

Estas protestas de los promotores de la Orimulsión serían franca-

79 León, Mendoza & Asociados, Bitúmenes del Orinoco S.A. (BITOR). Caracas, Petróleos de Venezuela S.A. (Oficina del Comisario Principal. Plan de Reestructuración y Simplificación de PDVSA. Programa de Evaluación de la Pertinencia del Grupo de Empresas Subsidiarias o Relacionadas), 2005: 45–6.

80 Excepción hecha del año 2005. La mejoría aparente se debió al comienzo del contrato de suministro a PowerSeraya (que tenía precios relativamente más altos), la expiración o terminación pactada de contratos de suministro vigentes, el aborto de otros compromisos de suministro a precios desfavorables (ENEL, Coleson Cove) y, finalmente, el hecho de que las ventas a clientes chinos, a precios muy bajos, fueron más bien modestas.

81 Guerrero, Jones Parra, et al., op. cit.: 180. El precio de 6.60 USD/B provenía de Bernard Mommer, “La Orimulsión: Verdades Científicas y Mentiras Políticas”, *Interciencia*, 29 (no. 1): 11-12.

82 Rafael Quiroz, “Orimulsión/Bitor” en Orimulsión. Nuevo negocio...: 25.

mente risibles, si no fueran tan malintencionadas. **Primero que nada**, asombra por su descaro la forma en que **se intentaba obviar sin más el asunto de los precios de venta de los contratos de venta más antiguos, como si éste fuera un detalle sin importancia a la hora de evaluar las bondades del negocio** (especialmente cuando se piensa que, en muchos casos, la vigencia de estos instrumentos legales era de veinte años en el caso de Dalhousie, e indefinida en el caso de MC Bitor). Huelga decir que los precios que los desinteresados defensores de la Orimulsión preferirían que se ignoraran no resultan particularmente halagadores para el producto. Por decir algo, durante toda la primera mitad de 2003, año durante el cual Rafael Quiroz repetidamente declaró en prensa que se estaba vendiendo “bitumen” a 10 USD/B y no a 4 USD/B, el precio de realización FOB del crudo extra pesado en la Orimulsión enviada a la termoeléctrica de Dalhousie fue de 4.67 USD/B (cifra bastante más cercana a 4 USD/B que a 10 USD/B).

**En segundo lugar, dista de ser cierto que todos (o inclusive la mayoría) de los contratos nuevos representarían una mejoría notable respecto a los antiguos.** Saúl Guerrero observa que los contratos firmados en 2003 (con PowerSeraya en Singapur y Duke Energy en Guatemala) indexaron el precio de la Orimulsión ya no al carbón sino al gas o al petróleo, respectivamente, lo cual según él representaba “un cambio mayor en la estructura de precios del negocio”.<sup>83</sup> Guerrero insinúa que, de ese punto en adelante, cualquier nuevo contrato se negociaría “sobre la base de ... [un] índice de gas de mayor valor”, con lo cual el precio de la Orimulsión habría sido de “cuando menos 50 por ciento del precio del combustible residual”.<sup>84</sup> En la práctica, sin embargo, las cosas no sucedieron así. Primero que nada, el único contrato en el cual se ligaba explícitamente el precio de la Orimulsión al de un combustible distinto del carbón fue el de PowerSeraya.<sup>85</sup> Segundo, ligar los precios de la Orimulsión a los del gas natural no era ninguna garantía de precios altos.<sup>86</sup> Finalmente, **las peores con-**

---

83 Saúl Guerrero, “Emulsion Fuel Options Still Viable for Heavy Oil”, *Oil and Gas Journal*, vol. 106, 36: 25-6.

84 *Ibid.*

85 Ver apéndice.

86 Como lo reconoció el propio Equipo Negociador Asociación ENEL Bitor en su presentación al Comité de Comercialización de la empresa (que en su momento presidiera Saúl Guerrero). El Equipo Negociador rechazó la propuesta

**diciones de precio para la Orimulsión se pueden encontrar en los últimos contratos de suministro negociados por Bitor, los cuales además involucraban volúmenes mucho más grandes** que los de PowerSeraya y Duke (que eran de 6.8 y 18 MBD de Orimulsión –4.7 y 12.6 MBD de crudo extra pesado– respectivamente).

Por ejemplo, el contrato con Petrochina Fuel Oil Company Limited (ligado al convenio de asociación Sinovensa) contemplaba una vigencia inicial de 30 años, y un volumen de 125 MBD de Orimulsión (87 MBD de crudo extra pesado)<sup>87</sup>, lo cual lo hacía con creces el contrato de Orimulsión más grande y de más larga duración entre todos cuantos se firmaron. El precio base de este contrato durante sus primeros 3 años de vigencia debía haber sido 32 USD/TM FOB Jose (equivalente a 7.33 USD/B para el crudo extra pesado utilizado en su elaboración; es decir, 2.67 USD/B *menos* que el supuesto precio mínimo alardeado por Guerrero *et al.*). Durante los siguientes siete años, el precio se habría fijado mediante una fórmula que incorporaba cotizaciones para carbones australianos y chinos, y que planteaba un precio mínimo de 31 USD/TM (equivalente a 7.10 USD/B para el crudo extra pesado). Pero si dicha fórmula hubiera arrojado una cifra superior a 34 USD/TM, “y el Comprador [hubiera podido] demostrar a satisfacción del Vendedor que el precio de la Orimulsión no [era] competitivo en el mercado chino”, el precio máximo aplicable habría sido 34 USD/TM (equivalente a 7.78 USD/B para el crudo extra

---

que ENEL hiciera sobre la base del precio del gas natural por considerar que ésta “subvalorizaba” a la Orimulsión (Presentación al Comité de Comercialización de Bitor, Diciembre 2001: 7).

- 87 La cláusula 6 del contrato especificaba que “la cantidad de Orimulsión a ser comprada por el Comprador y vendida por el Vendedor será la cantidad total proyectada de Orimulsión, sobre una base anual, que sea físicamente producida en las plantas de Orimulsión del vendedor conocidas como “MPE-3” y localizadas en el Complejo General José Antonio Anzoátegui en Jose, Estado Anzoátegui ... La máxima cantidad que puede ser producida físicamente en las instalaciones MPE-3 es 7.25 millones de toneladas métricas de Orimulsión por año [equivalentes a 125 MBD de Orimulsión producida a partir de 87 MBD de crudo extra-pesado] ... La mínima cantidad proyectada deberá ser 5 millones de toneladas métricas [equivalentes a 85 MBD de Orimulsión producida a partir de 60 MBD de crudo extra-pesado]” (Orimulsion Sales Agreement FOB Sales, Dated as of November 17, 2003 between Orifuels Sinoven S.A. and Petrochina Fuel Oil Company Limited) .

pesado).<sup>88</sup> A partir del fin de este segundo período, el precio se habría de calcular con la misma fórmula, sujeta a un precio mínimo de 30 USD/TM (equivalente a 6.87 USD/B para el crudo extra pesado), pero sin ningún precio máximo especificado.

Por otra parte, el contrato de suministro de 33 MBD de Orimulsión (23 MBD de crudo extra pesado) para la planta de Coleson Cove (que solamente no se firmó gracias a la intervención de último segundo del MENPET) establecía un precio base *fijo*, por 20 años, de 1.195 USD/MMBTU sobre una base FOB (equivalente a 33.6 USD/TM de Orimulsión y 7.70 USD/B de crudo extra pesado), que habría de ajustarse por inflación 4 veces por año tomando en cuenta el Índice Nacional de Precios al Consumidor de Canadá.<sup>89</sup> Con la incorporación de un deflactor de esta naturaleza a este contrato, Bitor llevó a su más absurda expresión el divorcio entre el precio del petróleo, por un lado, y el precio de la Orimulsión, por el otro, al aceptar abiertamente que la evolución en el tiempo de éste último pasara a depender, ante todo, de la cantidad de dinero en circulación en Canadá!

Las implicaciones económicas de la cláusula de precios del contrato de Coleson Cove deberían ser motivo de profunda reflexión para todos aquéllos que todavía están dispuestos a conceder a los promotores de la Orimulsión el beneficio de la duda, en el sentido de que éstos últimos podrían no haber estado actuando de mala fe, o en desmedro de los intereses nacionales, cuando promovían el producto. Sencillamente, **lo que el contrato de Coleson Cove quiere decir, expresado en los términos económicos más descarnados, es que en 2003 (en un momento de franco ascenso para los precios del crudo y de extrema turbulencia geopolítica en Medio Oriente a raíz de la invasión estadounidense de Irak), los promotores de la Orimulsión estaban dispuestos a firmar un contrato por el cual Bitor se hubiera comprometido a suministrar 23 MBD de crudo extra pesado a un precio base de 7.70 USD/B, ¡que habría de permanecer fijo por 20 años y solamente habría de ajustarse conforme a la tasa de inflación en Canadá!** De hecho, tan irracional era esta decisión que fue motivo de perplejidad y desasosiego inclusive en New Brunswick,

88 Cláusula 15.1 (Orimulsion Sales Agreement FOB Sales, Dated as of November 17, 2003 between Orifuels....: 21-2).

89 Canadian National Consumer Price Index – All Items, 1996 Classification.

entre personas que no habían estado involucradas en las conversaciones y negociaciones con Bitor (como, por ejemplo, los comisionados del ente regulador de NB Power).

Este hecho quedó en evidencia en los intercambios respecto al deflactor que se suscitaron en las audiencias de aprobación para el proyecto de reconfiguración de la termoeléctrica de Coleson Cove. A final de cuentas, el funcionario de NB Power que estaba siendo interpelado sobre el asunto ofreció la siguiente explicación: “No quiero entrar en detalles del contrato de Orimulsión. Es confidencial. Pero si puedo decir que ... hay un mecanismo de escalamiento ... que es mucho menos volátil que el precio de mercado del carbón u otros combustibles ... El día de hoy, el precio de la Orimulsión es muy competitivo respecto al del carbón ... El precio de la Orimulsión es fijo. Pero en el futuro, [el precio de la Orimulsión] no está ligado al precio del carbón”.<sup>90</sup> Su interlocutor manifestó que esta afirmación todavía lo dejaba confundido y solicitó una aclaración, que el funcionario de NB Power procedió a darle, de manera tajante, con las siguientes palabras: “*No hay relación alguna entre lo que pueda suceder con el carbón en el futuro y lo que pueda suceder con la Orimulsión en el futuro*”.<sup>91</sup> Viniendo de uno de los primeros y más importantes clientes de Orimulsión, esta afirmación es muy reveladora de cuáles fueron las verdaderas razones de fondo que explican el tan alardeado “éxito comercial a nivel mundial” de este producto. Asimismo, a la luz de las condiciones de precio de los contratos de Sinovensa y Coleson Cove, no es difícil entender por qué, para malestar de Saúl Guerrero y otros campeones de la Orimulsión, “los nuevos contratos y sus fórmulas de precio mejoradas fueron totalmente ignorados en el torrente de críticas oficiales que llevarían en última instancia al cierre del negocio”.<sup>92</sup>

**En tercer y último lugar, cabe preguntarse a título de qué es que debía o debe verse como bueno o satisfactorio un precio de venta de alrededor de 10 USD/B (o del 50 por ciento del valor de mercado del combustible residual, como sugiere Guerrero), cuando el precio del crudo extra pesado utilizado para elaborar mezclas**

90 New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities, In the Matter of an Application by New Brunswick Power Corporation Dated July 12th 2001...: 367-9.

91 Ibid.: 367.

92 Guerrero, “Emulsion Fuels...”: 25.

**como Merex ha sido superior a esta cifra en 160 de los 176 meses que comprende el período que va de enero de 1995 (primer año completo de operaciones comerciales de Bitor) a mediados del año 2009** (Gráfico G3.6); es decir, en más del 90 por ciento del tiempo. De hecho, debido a la evolución del mercado petrolero a partir del año 2000, hasta los defensores más incondicionales de la Orimulsión reconocen tácitamente que se ha esfumado cualquier atractivo que este nivel de precios de 10 USD/B haya podido haber tenido antes, lo cual los ha llevado a defender al producto con argumentos geopolíticos o económicos crecientemente descabellados, entre los cuales destaca aquél que plantea que vender Orimulsión a precios bajos no representa ningún sacrificio para Venezuela porque “el barril de Orimulsión va al sector eléctrico que es estable y en constante ascenso en precios y consumo, mientras que el uso de este mismo bitumen para otros productos ... va al sector transporte, que es competitivo, impredecible y fluctuante”.<sup>93</sup>

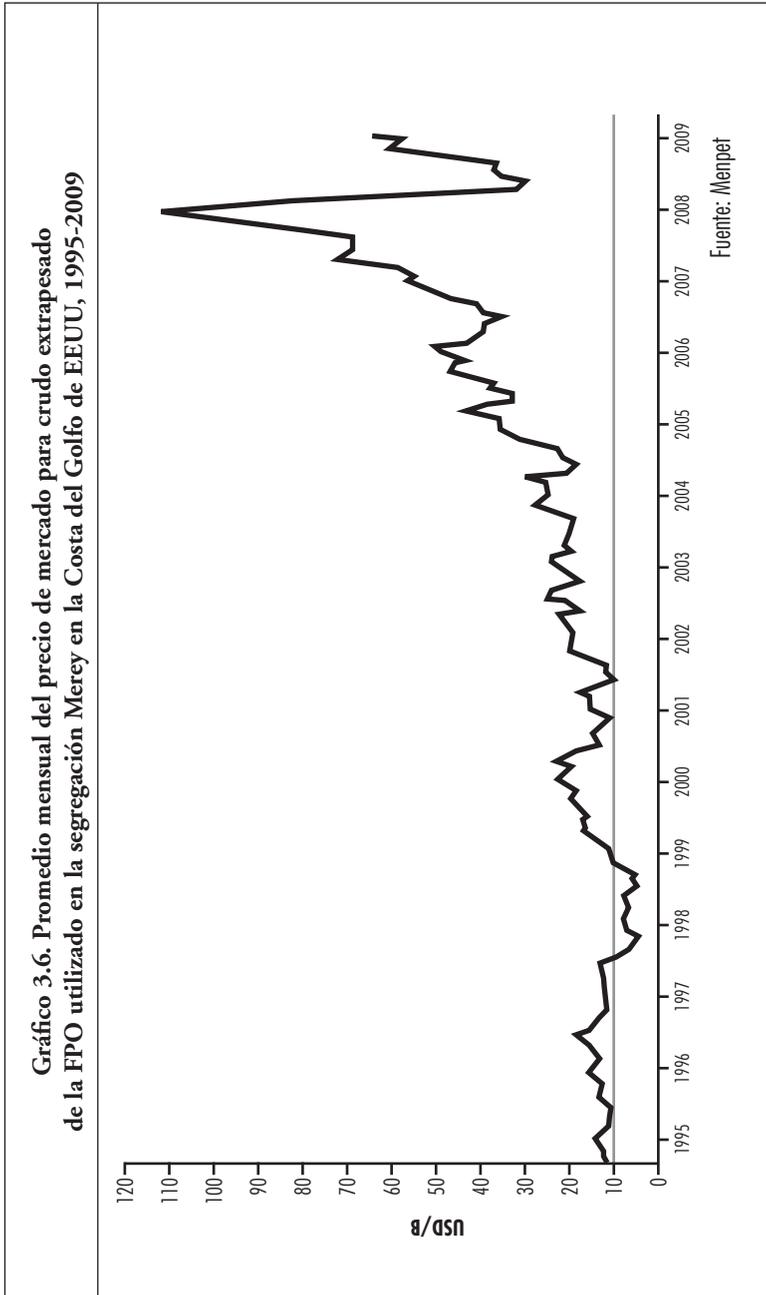
A la luz del análisis de las cláusulas de precios en el contrato de Coleson Cove, se puede ver exactamente qué es lo que debe entenderse por esta vacía frase de Quiroz del “constante ascenso en precios”: ascenso conforme a la inflación, y siempre y cuando esta última no sea demasiado elevada (la cláusula 6.2 del contrato de Coleson Cove estipulaba que las partes tendrían que “revisar las cláusulas de ajuste de precios” en caso de que el incremento en la tasa de inflación fuera superior al seis por ciento). Por lo tanto, no tiene sentido dignificar con una refutación detallada un argumento de esta naturaleza. Basta con decir que, en los propios términos del razonamiento de Quiroz, los promotores de la Orimulsión deberían ser tachados de incompetencia terminal, ya que al no fijar el precio del producto aún más cerca de cero, dejaron pasar una oportunidad inmejorable de hacer que su precio fuera todavía más “estable” y que su consumo fuera aún más grande, todo para la mayor gloria y beneficio de la República.

## Conclusión

Como corolario a esta discusión sobre los precios de la Orimulsión, **hay que tocar un último punto que quizás sea el testimonio**

---

93 Rafael Quiroz, “Orimulsión/Bitor” en Orimulsión. Nuevo negocio...: 25.



**más elocuente de la inmensidad del disparate de este negocio.** Los promotores de la Orimulsión nunca se cansaron de repetir que ésta se parecía al carbón en su precio, pero que en todos los demás aspectos era más bien comparable al residual de alto azufre. Ahora bien, **como combustible líquido que era, la Orimulsión disfrutaba de ventajas económicas significativas respecto a un combustible sólido como el carbón: una mejor combustión, menores emisiones y, sobre todo, significativamente menores costos de transporte, almacenamiento y manejo, mermas y seguridad. A causa de estas ventajas, la Orimulsión bien podría haberse vendido con un premio significativo respecto al precio del carbón** y, en teoría, los compradores del producto habrían debido seguir prefiriendo a la Orimulsión, no solamente porque el precio más alto de la Orimulsión se hubiera compensado por sus costos más bajos (con lo cual su margen de generación habría sido similar al del carbón), sino también porque, con muy contadas excepciones, las termoeléctricas que quemaban Orimulsión de hecho no estaban en posición de utilizar carbón. **Sin embargo**, aún cuando en términos de sus respectivos costos, el umbral de indiferencia entre carbón y Orimulsión para un generador cualquiera supusiera un premio considerable (de hasta 30-40 por ciento) a favor de la segunda, **la postura de Bitor siempre fue que “en los contratos de Orimulsión lo que se vend[ía] e[ra] el contenido energético del bitumen natural”**.<sup>94</sup> O sea, la idea era que la Orimulsión se cotizara a *paridad* con el carbón, en términos de su poder calorífico, puesta en el sitio donde estuviera localizada la planta del cliente. Esto quería decir, en una nuez, que “el precio entregado ... de la Orimulsión en un puerto en particular estaría al nivel o sería más competitivo que el precio de cualquier carbón comercializado internacionalmente, enviado al mismo puerto desde cualquier origen, para un cliente en específico”.<sup>95</sup>

“Al alinear el precio de la Orimulsión con el del carbón” de esta manera, como bien observó en su momento Mirjana Zlatnar, Bitor formuló “una estrategia de precio que permit[ía] al usuario final producir cada kilovatio hora de electricidad con el combustible líquido

94 Orimulsion – the Case against Mineral Oil Duty: 4.

95 Mirjana Zlatnar, Orimulsion. The Revolutionary New Fuel for Power and Industry. A Financial Times Management Report. London, Financial Times Business Information, 1989: 37.

de una forma competitiva, o a un menor costo, que con el carbón”.<sup>96</sup> Es decir, los compradores de Orimulsión de hecho podían obtener márgenes de generación quemando Orimulsión que eran mayores a los que hubieran obtenido quemando carbón (asumiendo que pudieran haber hecho esto último, lo cual en general no era el caso). **Por lo tanto, todos aquellos clientes de Orimulsión que efectivamente compraban el combustible venezolano a paridad calorífica con el carbón –y éstos constituían la mayoría de la cartera de clientes de Bitor– de hecho recibían un descuento implícito de parte de ésta (descuento que financiaba la Nación, dueña del recurso natural malbaratado).**<sup>97</sup>

Que la Orimulsión de hecho se vendía con un descuento respecto al carbón fue la conclusión a la que llegó la Oficina de Ciencia y Tecnología del parlamento británico, la cual en consecuencia procedió a redactar un documento pensado para convencer a lores y comunes por igual del enorme atractivo que el precio de este combustible tenía para un país consumidor como la Gran Bretaña, que contaba con una gran capacidad de generación instalada, pero inactiva, a base de residuales: “el costo de la Orimulsión de alrededor de £33 por tonelada significa que los costos del combustible son similares a los del carbón (en ambos casos 0.5 peniques por kilovatio/hora generado) *pero su ventaja de precio sobre su principal competidor, el carbón, viene de sus costos de capital y costos de operación más bajos*”.<sup>98</sup> **En otras palabras, en los contratos representativos de Orimulsión, el precio de ésta no solamente era mucho más bajo que el precio justo de mercado del petróleo extra pesado a partir del cual se producía, sino que inclusive era inferior al precio del carbón con el cual se decía, falazmente, que competía** (Gráfico G3.7).

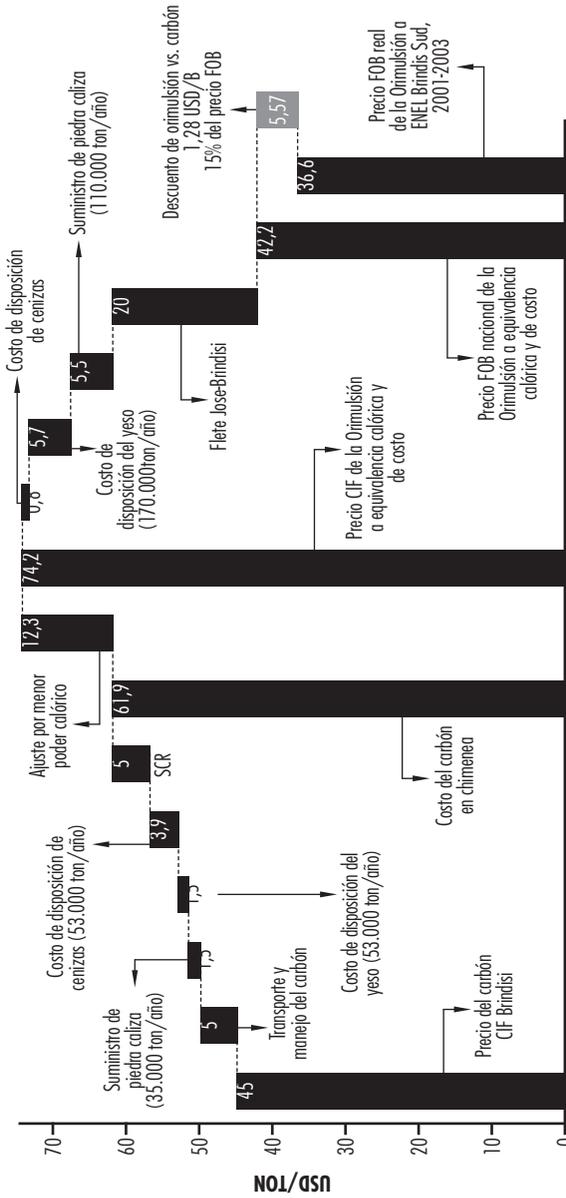
Los promotores y defensores de la Orimulsión siempre se refirieron a ésta en términos superlativos: el más importante invento venezolano de todos los tiempos, el combustible del futuro, la alternativa económica más “verde” para la generación de electricidad, el negocio que

96 Ibid.

97 El contrato de suministro con SK Power explícitamente fijaba el precio de la Orimulsión en un porcentaje (92 por ciento, en el último contrato) del precio de los suministros de carbón de importación de esta compañía.

98 Parliamentary Office of Science and Technology (POST), “Orimulsion and Power Stations”, POST Note 84, Octubre de 1996: 1.

**Gráfico 3.7. Costos comparativos de transporte generación de electricidad para carbón y Orimulsión en Italia**



Supuestos: Costos del año 2003, co-combustión de 600.000 toneladas de Orimulsión y 700.000 toneladas de carbón por unidad de 660 MW. Costo de piedra = 30 USD/TM. Costo de disposición de yeso = 20 USD/TM. Costo de disposición de cenizas = 250 USD/TM. SCR = Selective Catalytic Reduction. Poder calorífico de la Orimulsión = 6.500 kcal/kg. Poder calorífico del carbón = 5.180 kcal/kg.

Fuente: Bitor

rompió paradigmas; etc. En realidad, como se habrá podido apreciar, un *slogan* más apropiado para este producto hubiera sido el siguiente: “la Orimulsión: un combustible dizque *premium*, pero más barato inclusive que el carbón”. Desde una perspectiva venezolana, es difícil concebir una consigna más espeluznante que éste para un supuesto negocio petrolero. Esta frase, por lo tanto, es un epitafio más que apropiado para la lápida de la tumba en la cual terminó enterrado el proyecto antinacional de la vieja PDVSA.

## Resumen

El proceso de destrucción del valor de las grandes inversiones de capital que PDVSA y Bitor (e, indirectamente, el Estado venezolano) destinaron a actividades de producción, transporte y comercialización de Orimulsión, tiene una gran variedad de dimensiones.

Por su magnitud, una de estas dimensiones opaca a todas las demás: la que representa la diferencia entre el precio unitario al cual se vendieron los hidrocarburos utilizados en la formación de Orimulsión, por un lado, y el (muy superior) precio de mercado que PDVSA podría haber obtenido por estos mismos hidrocarburos si los hubiera vendido para un uso alternativo, por el otro.

Los criterios apropiados para identificar el destino comercial alternativo relevante para los hidrocarburos utilizados en la formación de Orimulsión son muy sencillos. Primero, el destino comercial alternativo debe representar una genuina salida de mercado para *todo* el volumen de hidrocarburos involucrado. Segundo, la colocación del producto en el uso comercial alternativo idealmente debería ser factible con una inversión de capital adicional mínima, y los precios de venta en ambos usos deben ajustarse de forma que se refleje adecuadamente cualquier costo variable o de capital adicional que tenga que incurrir el vendedor para llevar a los hidrocarburos involucrados a una condición mercadeable, dependiendo del uso de que se trate.

El punto obvio de partida para aplicar los criterios analíticos señalados arriba al caso de la Orimulsión es que los mismos crudos que eran utilizados en la formación de este producto podían haberse mezclado con corrientes ligeras de crudo para elaborar diversas segregaciones comerciales de petróleo crudo. Como precio de mercado relevante para estas segregaciones pesadas debe tomarse el que prevalece en la

Costa del Golfo de los Estados Unidos. Esto se debe no solamente a la proximidad de esta región a Venezuela, sino sobre todo porque se trata de una región donde existe una concentración notable de capacidad de refinación de conversión profunda, la cual podría haber absorbido sin dificultad alguna todo el volumen de crudo extra pesado utilizado en la formación de Orimulsión. En lugar de calcular un precio ponderado por volumen para todas estas segregaciones comerciales venezolanas en el Golfo de México, se debe utilizar solamente el precio de mercado de la segregación conocida como Merey, por ser ésta la que tiene el precio más bajo (ya que es la que menor proporción de crudo ligero contiene).

La preparación de Orimulsión suponía una serie de procesos adicionales (despuntado de diluyente, desalado y emulsificación, principalmente) a los necesarios para producir y vender mezclas de crudo ligero con crudo extra pesado. Los costos *variables* asociados a dichos procesos adicionales (los cuales promediaban 3.45 USD/B) se deben deducir del precio FOB realizado en las ventas de Orimulsión.

En promedio, a partir de las primeras ventas de Orimulsión (1990) y hasta el 31 de diciembre de 2006 inclusive (fecha a partir de la cual no se permite la producción de Orimulsión en Venezuela por ninguna entidad), el precio de realización del crudo extra pesado vendido como componente de mezclas excedió al precio promedio del utilizado para la formación de Orimulsión en 10.04 USD/B (y el diferencial fue de casi 37 USD/B en 2006). Cuando se multiplica esta cifra por el volumen de Orimulsión comercializado en este intervalo (299.5 MMB), se obtiene que las pérdidas acumuladas por este concepto ascienden a 3,008 MMUSD. Dado el comportamiento del mercado petrolero a partir de 2004, estas pérdidas acumuladas habrían alcanzado niveles auténticamente estratosféricos si el MENPET no hubiera puesto fin a la Orimulsión cuando lo hizo.

¿Por qué es que ningún refinador aprovechó de esta situación para comprar Orimulsión, quitarle el agua, y mezclar el crudo extra pesado remanente con algún diluyente ligero –crudo, condensados, destilados intermedios– para así obtener insumos de refinación reconstituidos, a un precio imbatible? Paradójicamente, el contenido de agua de la Orimulsión, requisito indispensable para el transporte del producto, constituía a la vez un obstáculo insuperable para su procesamiento en una refinería, ya que dicho contenido de agua habría tenido que

someterse a procesos intensivos (y extraordinariamente costosos) de descontaminación y reciclaje, para cumplir con las normativas ambientales en torno a los estándares de pureza para efluvios de plantas industriales de esta naturaleza.

Desde luego, estos asuntos no constituían un problema en el sector de generación eléctrica, ya que el agua presente en la Orimulsión se vaporiza instantáneamente al paso del producto de las espreas a la caldera, mientras que las impurezas son atrapadas por los filtros anticontaminantes en las chimeneas.

Asimismo, en países con una legislación ambiental más laxa, los problemas asociados con la disposición del agua contenida en la Orimulsión resultaban asimismo menos espinosos. Es por eso que, particularmente a partir de 1999, el diferencial de precio entre la Orimulsión y el crudo se volvió tan amplio que permitió que en China se construyeran una serie de mini refinerías orientadas a la producción de asfalto a partir de Orimulsión.

Uno de los principios rectores de la gestión empresarial y comercial de Bitor fue la de siempre ocultar los precios reales de venta de la Orimulsión. Evitar a toda costa la divulgación de los precios de venta no era una cosa necesariamente fácil, dado que muchos de los clientes de Bitor eran entidades reguladas con obligación de proveer información de sus costos de generación y precios de combustible a sus respectivos reguladores.

Sin embargo, los precios extraordinariamente ventajosos de la Orimulsión sirvieron para convencer tanto a estas entidades como a sus reguladores de que valía mucho la pena cumplir y darle gusto a Bitor en lo referente a la no publicación de dichos precios.

Los funcionarios de PDVSA y Bitor siempre estuvieron igualmente interesados en no divulgar el contenido de otras cláusulas en los diversos contratos de suministro de Orimulsión, que obligaban a Bitor a sufragar los costos de fletes y seguros, aditivos, y manejo de cenizas, y gracias a las cuales el precio efectivo de realización de la Orimulsión se reducía aún más. Bitor no solamente absorbía los costos sino también los riesgos inherentes al transporte marítimo de Orimulsión, y la magnitud de estos riesgos era fuera de toda proporción al valor del negocio.

Los defensores y promotores de la Orimulsión siempre han sostenido que un hecho muy importante sobre el cual descansa la

mayoría de los argumentos relacionados con la Orimulsión es que ella no se cuenta dentro de la cuota venezolana de la OPEP, porque la Orimulsión, como el gas o el carbón no era petróleo tradicional y, por ende, no tiene por qué considerarse como parte de los compromisos de producción que Venezuela contraiga a raíz de su participación en esta organización.

La principal razón por la cual no hay cuotas para la Orimulsión es la misma por la que no hay cuotas para gasolina, diesel o residual; es decir, porque se trata de **productos** (aunque, en el caso de la Orimulsión, no de un **producto refinado**).

Según los promotores y defensores de la Orimulsión, sin embargo, ésta **NO** era un producto, ya que su carácter y propiedades no se derivaban de un proceso de transformación, dado que la adición de agua y surfactante a las gotas del dizque bitumen natural no producía ningún cambio físico o químico en éstas. La Orimulsión, más que estar *hecha* de bitumen natural, *de hecho era* bitumen natural. Esto quería decir que “Orimulsión” y “bitumen natural” eran términos intercambiables. O sea que cualquier característica aplicable a uno de ellos tendría que ser, por definición, extensiva al otro. Y, en vista de que la producción de Orimulsión no estaba sujeta a cuota, pues entonces era obvio que la producción de bitumen natural tampoco tenía por qué estarlo. ¿Y si el “bitumen natural” de hecho no estuviera destinado a venderse como Orimulsión y se utilizara, digamos, como insumo en una planta de mejoramiento, como las que se construyeron en la FPO a finales del siglo XX? Pues nada cambiaba en tal caso, porque al final de cuentas lo que se estaría produciendo sería igualmente Orimulsión, y por lo tanto, esta Orimulsión en particular tampoco tendría por qué estar sujeta a cuota, por más que estuviera destinada a entrar al mercado petrolero internacional bajo la forma de crudo mejorado (o sintético), tras un proceso de transformación industrial.

El vínculo que los promotores de la Orimulsión buscaron establecer entre la cuota OPEP de Venezuela, por un lado, y las bondades del negocio, por el otro, no representa más que otra vertiente para justificar el bajísimo precio de venta la Orimulsión, el cual nuevamente queda de relieve como la característica auténticamente distintiva del producto.

La supuesta exención de cuota del negocio de Orimulsión en teoría acentuaba el atractivo económico de éste en momentos en que

la producción de crudo convencional se viera limitada por dichas restricciones (cosa que tiende a suceder en la mayoría de las coyunturas previsibles del mercado petrolero). Pero esta justificación es sostenible *si y solamente si* se acepta como válido y verdadero que el valor de un barril de extra pesado solo o como Merey 16 una vez alcanzada la cuota OPEP asignada a Venezuela es *nulo* y que, al contrario, el valor del mismo crudo en Orimulsión una vez alcanzada la cuota OPEP es de al menos 10 USD/B, sin techo en cuanto a volúmenes de venta.

Esta visión es absurda porque una cuota de producción OPEP no representa un límite físico verdadero –como el volumen máximo de líquido de puede contener un recipiente– sino que es un umbral auto-impuesto calculado y negociado en función de cierto escenario de oferta, demanda y acumulación de inventarios de petróleo.

Además, el precio promedio realizado para el crudo extra pesado en la Orimulsión está muy por debajo de los 10 USD/B que, según los promotores del producto, Bitor siempre percibiría como ingreso unitario mínimo de venta.

Los promotores de la Orimulsión afirman que la evaluación del negocio debería partir del hecho de que *todos* los contratos más nuevos supuestamente planteaban precios superiores a los 10 dólares por barril.

Esta postura es cuestionable entre otras cosas porque supone obviar sin más el asunto de los precios de venta de los contratos de venta más antiguos, como si éste fuera un detalle sin importancia a la hora de evaluar las bondades del negocio. Además, no es cierto que todos (o siquiera la mayoría) de los contratos nuevos representaran una mejoría notable respecto a los antiguos. De hecho, las peores condiciones de precio para la Orimulsión se pueden encontrar en los últimos contratos de suministro negociados por Bitor. (Por ejemplo, el contrato nunca firmado para suministrar a la termoeléctrica de Coleson Cove planteaba que en 2003, Bitor se comprometería a suministrar 23 MBD de crudo extra pesado a un precio base de 7.70 USD/B, el cual habría de permanecer fijo por 20 años y solamente habría de ajustarse por un parámetro de inflación que ni siquiera incluía un componente energético). Finalmente, el precio del crudo extra pesado utilizado para elaborar mezclas como Merey ha sido superior a la cifra de 10 USD/B en 160 de los 176 meses que han transcurrido desde que Bitor comenzara sus operaciones comerciales hasta mediados de 2009 inclusive.

El testimonio más elocuente de la inmensidad del disparate de este negocio tiene que ver con que, como combustible líquido que era, la Orimulsión disfrutaba de ventajas económicas significativas respecto a un combustible sólido como el carbón: una mejor combustión, menores emisiones y, sobre todo, significativamente menores costos de transporte, almacenamiento y manejo, mermas y seguridad. A causa de estas ventajas, la Orimulsión como mínimo debía haberse vendido con un premio de hasta un 20 por ciento respecto al precio del carbón. Sin embargo, la postura de Bitor siempre fue que en los contratos de Orimulsión lo que se vendía era el contenido energético de la misma. Por lo tanto, aquellos clientes de Orimulsión que efectivamente compraban el combustible venezolano a paridad calorífica con el carbón –la gran mayoría de ellos– de hecho recibían un descuento implícito de parte de Bitor (descuento que terminaba por financiar la Nación, dueña del recurso natural malbaratado).

En una nuez, en los contratos representativos de Orimulsión, el precio de ésta no solamente era mucho más bajo que el precio justo de mercado del petróleo extra pesado a partir del cual realmente se producía, sino que inclusive era inferior al precio del carbón con el cual se decía –falazmente– que competía.



## 4.

LA CUESTIÓN DE LA RENTABILIDAD DEL CAPITAL  
DEDICADO A LA ORIMULSIÓN

El primer pozo perforado dentro de la zona que hoy se conoce como la Faja Petrolífera del Orinoco, La Canoa 1, data de enero de 1936. Si bien este pozo se localizaba en la periferia de la FPO, lejos de las zonas donde después se descubrirían las mayores acumulaciones de hidrocarburos, La Canoa 1 fue un buen indicador de los desafíos que supondría la explotación de la FPO porque, como señala Aníbal Martínez, “el pozo no alcanzó a fluir, sino que arrojaba cabezadas de *petróleo crudo extra pesado*, no más de 20 metros cúbicos [alrededor de 170 barriles] por día”.<sup>99</sup>

No obstante que el pozo La Canoa 1 fue visto como un revés por la compañía que lo perforó —la Standard Oil (Venezuela)—, las actividades de exploración en la FPO siguieron adelante, y para principios de la década de los años novecientos cuarentas ya se habían perforado pozos descubridores en las áreas mayores donde se concentra la mayor parte de los recursos petroleros de la misma. Para principios de la década de los años novecientos cincuentas, la industria petrolera, tanto dentro como fuera de Venezuela, comenzó a tener una apreciación bastante más clara respecto a “la presencia de volúmenes elevados de petróleo muy pesado en la faja bituminosa del Oriente”.<sup>100</sup> Inevitablemente, junto con la toma de consciencia en torno a la potencialidad de la FPO surgió una pregunta: ¿cómo hacer para explotar estos inmensos recursos?

La industria petrolera venezolana habría de pasar las siguientes cinco décadas tratando de dar una respuesta a esta pregunta, en plena consciencia de que los costos asociados a la explotación a gran escala de la FPO necesariamente serían muy elevados, por dos razones. Primero que nada, la viscosidad del crudo extra pesado en el mejor de los casos permitiría flujos de producción modestos (inclusive con la aplicación

---

99 Martínez, *La Faja...*: 35; cursivas nuestras.

100 *Ibid.*: 81.

de métodos de recuperación secundaria), lo cual se traduciría en costos unitarios de producción muy altos (y más aún si se tenía que recurrir a la estimulación térmica de los pozos). En segundo lugar, dado que los crudos extra pesados de la FPO no se prestaban para ser procesados o transportados en su estado virgen a temperatura ambiente, en ausencia de alternativas viables de dilución y/o calentamiento, estos crudos necesariamente tendrían que ser sometidos a un proceso de refinación parcial (mejoramiento) para poder acceder al mercado petrolero internacional.<sup>101</sup>

Desde principios de la década de los años novecientos sesentas, la intensidad de capital y los altísimos costos de la opción de mejoramiento fueron vistos, correctamente, como el principal impedimento para transformar a la FPO de una mera “curiosidad o anomalía geológica” en una provincia petrolera bajo explotación comercial.<sup>102</sup> Dado el potencial de la FPO, la renuencia del mercado petrolero a enviar señales que pudieran hacer viable un proyecto de mejoramiento, engendró un profundo sentimiento de frustración en Venezuela, tanto en círculos políticos como petroleros. Sin hacer referencia a este sentimiento, es muy difícil entender la gestación del proyecto Orimulsión.

Cuando la Revolución Islámica en Irán llevó al precio internacional del crudo a las nubes, este sentimiento a la vez impulsó y permitió a PDVSA poner en marcha un ambicioso proyecto de mejoramiento

---

101 Hasta el descubrimiento de El Furrial y otros campos de crudo ligero en el Oriente de Venezuela, la opción de reducir la viscosidad de los crudos de la Faja diluyéndolos con hidrocarburos más ligeros no era ni siquiera factible, debido a la escasez de crudos ligeros en la zona y a los costos asociados a transportar destilados medios a la Faja. Por otro lado, la opción de transportar en tuberías con calefacción era técnica pero no económicamente factible, ya que el gasto en energía asociado a esta opción hubiera sido similar o superior al valor de mercado de los crudos extra-pesados, en parte debido a las grandes distancias involucradas. Además, el calentamiento de los ductos solamente habría resuelto el problema de forma parcial, ya que el crudo extra-pesado habría tenido que transportarse a su destino final por vía marítima en buques tanque equipados con serpentines (a un muy alto costo, nuevamente). Finalmente, el universo de clientes potenciales para este crudo habría estado restringido a refineras localizadas muy cerca de la costa (las cuales de todas maneras habrían tenido que invertir en instalaciones especializadas de procesamiento, descarga y manejo, cuyos costos nuevamente habrían tendido a repercutir sobre el precio que estaban dispuestas a pagar por el crudo).

102 Martínez, “The Orinoco Oil Belt...”: 125.

(descrito más adelante) que, en retrospectiva, solamente puede tildarse de faraónico. Este proyecto fue bautizado Desarrollo Sur de Monagas y Anzoátegui (DSMA). En el cargado ambiente político internacional de entonces, el Ministerio –crecientemente marginado del proceso de toma de decisiones sustantivas de la industria– vio en la mal concebida propuesta de PDVSA para el DSMA una oportunidad de revivir el esquema del Trato Hemisférico de Juan Pablo Pérez Alfonzo, en el cual Venezuela fungiría como contrapeso para el creciente poderío de los países del Golfo, manifestado en el embargo decretado en 1973 por la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo (OPAEP) contra Holanda y los Estados Unidos. Sin embargo, los precios altos no duraron, y las expectativas de producción de crudo en la FPO se vieron frustradas nuevamente cuando el proyecto DSMA fue pospuesto indefinidamente en 1982.

La cancelación del DSMA coincidió además con el fin de la época de auge petrolero en Venezuela (el Viernes Negro de Herrera Campíns), por un lado, y la adopción del mecanismo de cuotas de producción por los países miembros de la OPEP, por el otro. La conjunción de estos eventos llevó al tren ejecutivo de la vieja PDVSA a concluir que “el régimen político vigente en aquel momento, ya no tenía arreglo”, y que “el despilfarro de los ingresos petroleros ... [había jugado] un rol crucial en este continuo declive”.<sup>103</sup> A idénticas conclusiones, por cierto, llegó una parte significativa del establecimiento militar en Venezuela. Pero, como observa Mommer, mientras que los militares “soñaron con salvar el país; los ejecutivos de PDVSA sólo soñaron con salvar a la industria petrolera de las manos del país”.<sup>104</sup>

Entre los elementos que dieron forma al plan que el tren ejecutivo de PDVSA diseñó para salvar a la industria del país, hay algunos que resultan de particular relevancia para este capítulo. Primero que nada, PDVSA concluyó que era absolutamente indispensable que las fortunas de PDVSA en la FPO ya no dependieran exclusivamente de proyectos de mejoramiento de crudo. Segundo, como la rentabilidad esperada de proyectos alternativos no convencionales siempre fue negativa, PDVSA decidió asegurar la viabilidad de los mismos modificando,

---

103 Bernard Mommer, “Subversive Oil”, en Steve Ellner y Daniel Hellinger (eds.) *Venezuelan Politics in the Chávez Era: Polarization and Social Conflict*, Boulder, Lynne Rienner, 2002: 131.

104 *Ibid.*

siempre de manera subrepticia, los principales mecanismos utilizados para valorizar el recurso natural (la política de precios y el régimen fiscal). Finalmente, se afianzó la noción (o mejor dicho, la convicción) de que la OPEP era el punto focal de una conspiración que buscaba evitar que el centro de gravedad de la industria petrolera mundial se trasladara, nuevamente, del Golfo Pérsico a Venezuela (mayor país exportador de petróleo entre 1924 y 1970).

En su conjunto, estos tres factores fueron el verdadero motor detrás del proyecto Orimulsión. Sin embargo, ante la opinión pública, **el proyecto fue presentado como una novedosa solución, 100 por ciento venezolana, al añejo y difícil problema de los costos en la FPO.** La labor de desinformación y propaganda de los promotores del “carbón líquido” en este sentido fue particularmente efectiva, al grado que inclusive en análisis desfavorables para el negocio se ha seguido resaltando que cuando menos éste tenía la ventaja de que “la inversión requerida para instalar una planta de Orimulsión ... [era] mucho menor que la inversión correspondiente a una planta mejoradora de crudos.”<sup>105</sup> **En realidad, en este capítulo se demuestra que dicha ventaja nunca existió, y que la proposición de que la Orimulsión era un negocio con una intensidad de capital modesta era tan falsa como aquélla que decía que la Orimulsión se preparaba mediante bitumen natural.**

## La prehistoria de las actividades de producción en la FPO

**En un panorama como el que caracterizó al mercado petrolero hasta principios de la década de los años novecientos setentas** (precios relativamente bajos y estables, y suministros abundantes de crudos de fácil procesamiento), **no existían las condiciones para considerar seriamente el desarrollo de los colosales recursos de la FPO.** Por ello, la producción de crudo en la misma por mucho tiempo se mantuvo cerca del nivel de 20 MBD que había alcanzado para finales

---

105 León, Mendoza & Asociados, op. cit.: 30. Según los cálculos de estos consultores, “la inversión de una planta de Orimulsión representa un 11% de la requerida, en promedio para instalar una planta de mejoramiento de crudos ... [y la] inversión por barril de petróleo de capacidad en Orimulsión representa un 2% de la requerida, en promedio, en una planta mejoradora” (ibid.).

de la década de los años novecientos cincuenta.<sup>106</sup> Sin embargo, **esta situación de relativa marginalidad de la FPO fue cambiando en la medida que el equilibrio de la balanza de oferta/demanda en el mercado se hizo cada vez más precario. El creciente interés de la industria petrolera internacional en la FPO se vio replicado en Venezuela, debido a la aceleración de la declinación de los mayores campos en las concesiones venezolanas, y la inminencia de la reversión de dichas concesiones.**<sup>107</sup>

Para cuando se sucedieron el Shock Petrolero de 1973-4, primero, y la nacionalización de la industria petrolera venezolana, después, la cuestión del desarrollo comercial de la FPO sin duda ocupaba ya el lugar de privilegio en la agenda petrolera de Venezuela (en gran parte porque existía una percepción generalizada –y correcta, por lo demás– de que, en el largo plazo, la FPO representaba el futuro petrolero del país). La FPO figuró de manera prominente en el debate público en torno al notorio artículo 5° de la Ley que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos (conocida comúnmente como la Ley de Nacionalización). En buena parte, esto explica por qué dicho debate fue tan intenso y polarizado. En este contexto, vale la pena recordar que cuando el ex presidente Rafael Caldera, a la sazón senador vitalicio de la República, intervino en el debate en torno a este artículo, “fustigó duramente a las empresas

106 Giovanni Fiorillo, Edelberto Montiel, Juana Iturralde, Luis González Silva, Diego Funes, Tito Boesi, Ian Bass, Oscar Fanti y Obdulio Monsalve, Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco. Resumen. Caracas, PDVSA (Coordinación de la Faja Petrolífera del Orinoco), 1983, vol. 1: 13; cursivas nuestras).

107 En un reporte preparado para la Fundación Ford, en vísperas de la nacionalización de la industria petrolera en Venezuela, dos analistas de la fundación Brookings resumieron de esta forma las prioridades estadounidenses respecto al futuro de la industria: “los mayores recursos Venezolanos conocidos a la espera de desarrollo son los de la *faja petrolífera* [en cursivas y castellano en el original], y mucho de ese crudo requerirá el desarrollo de nuevas técnicas de producción y refinación ... La principal cuestión concierne los términos en los cuales las firmas extranjeras participarían en este desarrollo. El gobierno venezolano desea negociar un acuerdo bilateral de acceso especial al mercado de Estados Unidos, no solamente para el crudo de la faja sino para todas las exportaciones del país” (Joseph A. Yager y Eleanor B. Steinberg, Energy and U.S. Foreign Policy. A Report to the Energy Policy Project of the Ford Foundation. Cambridge (Mass.), Ballinger, 1975: 83; cursivas nuestras).

mixtas y dijo que la enmienda introducida en ese artículo no había sido feliz”.<sup>108</sup> Caldera explicó su inconformidad con este artículo en los siguientes términos: “quienes hemos luchado con las transnacionales, sabemos que una rendija que se les abra es manejada para transformarla en una puerta abierta”.<sup>109</sup> Y, efectivamente, la rendija que dejó abierta este artículo habría de transformarse en un zaguán, y no deja de ser irónico que esta transformación, catastrófica para Venezuela, hubiera de culminar justamente durante la segunda presidencia de Rafael Caldera.<sup>110</sup>

El entonces presidente Carlos Andrés Pérez propuso un texto para el artículo 5° que modificaba significativamente la propuesta elaborada por la comisión encargada de estudiar y analizar las alternativas para adelantar la reversión de las concesiones (el presidente Pérez dijo respecto a esta modificación: “sobre ella asumo particular responsabilidad”).<sup>111</sup> En esencia, donde el anteproyecto elaborado por la referida comisión descartaba totalmente “la posibilidad de crear empresas mixtas o de participación para la realización de las actividades reservadas”, el texto aprobado del artículo 5° contemplaba “la posibilidad de que los entes estatales con la previa autorización del Congreso, [pudieran] ir más allá de los convenios operativos con entidades privadas cuando así [conviniera] al interés público”.<sup>112</sup>

---

108 Citado por Julio César Arreaza, “Aspectos históricos y jurídicos”, en 1976-1985. Diez años de la industria petrolera nacional. Caracas, PDVSA, 1987: 213.

109 Ibid.

110 La Apertura Petrolera está indisolublemente ligada al segundo período de gobierno de Caldera, pero esta política ya había dado pasos decisivos durante el segundo gobierno de Carlos Andrés Pérez y el interinato de Ramón J. Velázquez. Basta mencionar la aprobación del congreso para los proyectos Cristóbal Colón, Petrozuata y Sincor, así como la primera ronda de convenios de servicios operativos.

111 Ramón Rivero, *El imperialismo petrolero y la revolución venezolana*. Tomo 3. *La OPEP y las nacionalizaciones: la renta absoluta*. Caracas, Fondo Editorial Salvador de la Plaza, 1979: 349.

112 Ibid.: 349. El texto del artículo reza de la siguiente forma: “El Estado ejercerá las actividades señaladas en el artículo 1 de la presente Ley directamente por el ejecutivo nacional, o por medio de entes de su propiedad, pudiendo celebrar los contratos operativos necesarios para la mejor realización de sus funciones, sin que en ningún caso estas gestiones afecten la esencia misma de las actividades atribuidas. En casos especiales, y cuando así convenga al interés público, el

Los partidos de oposición acogieron con tal hostilidad la propuesta del presidente Pérez que la fracción parlamentaria del partido Acción Democrática elaboró una propuesta de modificación del artículo 5°, en la cual se aclaraba que las excepciones contempladas en dicho artículo a la reserva absoluta al Estado de las actividades de hidrocarburos solamente aplicarían en el caso del “aprovechamiento comercial de hidrocarburos de naturaleza o procedencia no convencionales” o bien “de la refinación de crudos pesados de cualquier origen”.<sup>113</sup> Esto no deja lugar a duda que el régimen de excepción de este artículo fue concebido fundamentalmente en función de la FPO (aunque al final de cuentas, no fue necesario adoptar la modificación de AD, y el texto original propuesto por el Ejecutivo fue aceptado sin mayores cambios).

Tras la promulgación de la Ley de Nacionalización, se desencadenó una pugna entre el Ministerio de Energía y Minas, por un lado, y la flamante PDVSA, por el otro, a propósito de cuál de las dos entidades habría de ejercer la jurisdicción operativa directa sobre la FPO. A la postre, como lo reportara con gran satisfacción Gustavo Coronel— fundador del grupo de presión Agrupación de Orientación Petrolera (Agropet), miembro suplente de la primera junta directiva de PDVSA, miembro de la junta directiva de Meneven pero, sobre todas las cosas, detractor incondicional del Ministerio y del control gubernamental de la industria petrolera —esta “lucha de poder se decidió a favor de PDVSA. La organización del proyecto Orinoco del Ministerio fue *desmantelada* y toda la información transferida a PDVSA”.<sup>114</sup> Radamés Larrazábal (miembro del partido Movimiento

---

Ejecutivo Nacional o los referidos entes podrán en el ejercicio de cualquiera de las actividades señaladas, celebrar convenios de asociación con entes privados, con una participación tal que garantice el control por parte del Estado y con una duración determinada. Para la celebración de tales convenios se requerirá la previa autorización de las cámaras en sesión conjunta, dentro de las condiciones que fijen una vez que hayan sido debidamente informadas por el Ejecutivo Nacional de todas las circunstancias pertinentes”.

113 Ibid.: 351.

114 Gustavo Coronel, *The Nationalization of the Venezuelan Oil Industry. From Technocratic Success to Political Failure*. Lexington (Mass.), Lexington Books, 1983: 115; cursivas nuestras. Como se señala en la Memoria y Cuenta del Ministerio de Energía y Minas de 1977, el 30 de diciembre de ese año tuvo lugar el “traslado a Petróleos de Venezuela del material relativo al desarrollo de los programas de exploración en la llamada Faja Petrolífera del Orinoco” (Caracas,

al Socialismo), en una carta dirigida al entonces Ministro de Energía y Minas Valentín Hernández, dijo que, para él, la decisión de “asignar el proyecto Orinoco a PDVSA y sus filiales” era lo mismo que “dársela a Exxon, Gulf, Shell y Mobil”.<sup>115</sup> En aquel entonces, esta observación fue objeto de burlas inmisericordes pero hoy, al haberse cumplido 30 años de la asignación de la FPO a la vieja PDVSA (y tras el enorme esfuerzo que el MENPET tuvo que desplegar para llevar a cabo la re-nacionalización de los desastrosos acuerdos de asociación de PDVSA con empresas extranjeras), no se puede negar que la visión de Larrazábal (lo mismo que la de Caldera) tuvo mucho de profética. De hecho, a la luz de la profecía de Larrazábal (y del proceso de migración de las Asociaciones en la FPO a mediados de 2007), no está de más recordar a quién pertenecía el dedo invisible que coordinó, en sus inicios, los esfuerzos del grupo interfiliar de PDVSA para la Faja Petrolífera del Orinoco: ni más ni menos que a un tal Luis E. Giusti.<sup>116</sup>

**Tras obtener el control operativo de la FPO, PDVSA emprendió un extenso esfuerzo exploratorio que habría de durar cuatro años e involucraría la perforación de más de 600 pozos exploratorios a todo lo largo y ancho de la misma**, a un costo aproximado de 620 MMUSD.<sup>117</sup> Los principales objetivos de esta iniciativa eran: la “exploración y evaluación general del área con el fin de definir el volumen, distribución y calidad de los recursos ... [la] selección de las áreas más prospectivas ... [la] ejecución de proyectos piloto [y finalmente la realización de un] estudio de planificación de desarrollo”.<sup>118</sup> **Una vez concluido el estudio, la diversidad de conceptos respecto a posibles vías para explotar la FPO cristalizó en torno a dos proyectos concretos. El primero era el proyecto integrado de mejoramiento DSMA**, impulsado por Lagoven. Dicho proyecto en realidad **no era más que una versión actualizada y expandida de un proyecto delineado desde 1976** por la Dirección de Estudios para Hidrocarburos No Convencionales (la unidad en el Ministerio encargada de la FPO antes de la nacionalización de la industria petrolera venezolana). **El**

Ministerio de Energía y Minas, 1977: 11-12).

115 Coronel, *The Nationalization...*: 184.

116 Giusti fue el primer funcionario en ocupar el puesto de coordinador interfiliar para la FPO.

117 Fiorillo et al., *op. cit.*: I-1.

118 *Ibid.*: 1.

**segundo proyecto (Guanipa 100+)**, del cual estaba encargado Me-neven, **involucraba la producción de segregaciones comerciales a partir de mezclas de crudos extra pesados y crudos más ligeros**. Este segundo proyecto estaba pensado para complementar la producción que habría de provenir del proyecto DSMA, el cual planteaba riesgos tecnológicos y financieros mayores.

Para darse una idea de la magnitud del proyecto DSMA, basta pensar que su capacidad de producción de crudo mejorado (140 MBD) habría sido casi tres veces superior a la de Syncrude, el mayor proyecto integrado en las arenas bituminosas del Athabasca en aquel entonces (en 1979, Syncrude produjo 49 MBD de crudo sintético). **DSMA también hubiera sido, con creces, el mayor proyecto de producción mediante estimulación térmica a escala mundial** (Cuadro C4.1).<sup>119</sup> Y también hubiera supuesto la construcción de las mayores instalaciones de coquización retardada jamás vistas hasta entonces.<sup>120</sup> Todo ello, desde luego, traía aparejado **un precio extraordinariamente elevado: 6,700 MMUSD** (equivalentes a 10,500 MUUSD en dólares de 2008, y más de tres veces de lo que había costado el controvertido proyecto Syncrude, el cual solamente había podido mantenerse a flote gracias a la ayuda masiva de los gobiernos estatales de Alberta y Ontario, así como del gobierno federal canadiense).<sup>121</sup> **El costo del**

119 International Petroleum Encyclopedia, Tulsa, PennWell, 1984: 338–9. La producción de crudo del proyecto DSMA hubiera sido tres veces mayor a la capacidad de las seis primeras etapas del proyecto de producción mediante estimulación de vapor de Imperial Oil en Cold Lake (Alberta), el cual dio comienzo en 1982 (fases 1 y 2). Las fases 3 y 4 arrancaron en 1984 y las fases 5 y 6 en 1985. En 1987, año en el que DSMA habría comenzado sus operaciones, la capacidad de producción de bitumen crudo en Cold Lake fue de 60 MBD. Para 1988, la capacidad de producción en este proyecto se había incrementado a 85 MBD y en la actualidad, tras haberse completado 13 fases del mismo, la capacidad de producción de los 4,000 pozos activos en Cold Lake es de 130 MBD de bitumen natural. Para extraer este volumen de bitumen natural es necesario inyectar 450 MBD de agua en forma de vapor (véase K.C. Williams, “Technology Evolution and Commercial Development at Imperial’s Cold Lake Production Project”, 16th World Petroleum Congress Proceedings, Londres, World Petroleum Congress, 2000: 217-24).

120 Julio Alcántara y Orlando Castillo, “Project Focuses on Venezuela Heavy Oil”, Oil and Gas Journal, 80, no. 22 (1982): 117-125.

121 Syncrude originalmente fue concebida como una asociación entre cuatro empresas privadas: Imperial Oil (filial de Jersey Standard, hoy ExxonMobil), Gulf

**proyecto Guanipa 100+ era apreciablemente menor**, aunque aún así de ninguna manera despreciable (Cuadro C4.2).<sup>122</sup>

**Cuadro 4.1**  
**Comparación de los mayores proyectos de recuperación secundaria mediante estimulación térmica en 1982**

Operador	Campo	Año de arranque	Nº de pozos*	Producción (MBD)
Lagoven	Cerro Negro	1987**	1,600	180
Imperial Oil	Cold Lake (fases 1-6)	1982-5	2,400	60
Getty Oil	Kem River (Cal.)	1962	5,823	95
Shell Oil	Belridge (Cal.)	1963	3,897	70
Shell Oil	Mt. Poso (Cal.)	1971	213	20
Santa Fe	Midway Sunset (Cal.)	1964	1,520	17.5
Texaco	San Ardo (Cal.)	1965	340	16
Mobil	South Belridge (Cal.)	1969	593	14.5
Shell Oil	Midway Sunset (Cal.)	1964	400	12.5

\* Pozos de producción e inyección

\*\* Estimado

Fuentes: Servello, *op. cit.* : 157, *Internacional Petroleum Encyclopedia*, 1984. 338-9, Williams, *op. cit.* 218-9

Oil, Cities Services y Atlantic Richfield. El costo original del proyecto se estimó en 500 MMUSD. Hacia 1974, este estimado se había incrementado a 2,300 MMUSD, y Atlantic decidió abandonar el consorcio. La empresa se mantuvo a flote porque la participación accionaria de Atlantic se dividió entre el gobierno federal canadiense (15% del total) y los gobiernos estatales de Alberta y Ontario (10% y 5%, respectivamente). Además, el gobierno de Alberta tuvo que comprometerse a hacer dos préstamos (en la forma de notas convertibles en acciones), por un monto de 100 MMUSD cada uno, a Cities Service y Gulf, y a absorber el costo de las plantas de agua, electricidad y vapor de Syncrude (300 MMUSD), así como del ducto a Edmonton (100 MMUSD). Independientemente de esto, el gobierno tendría que erogar los costos de infraestructura asociados con Syncrude (300 MMUSD adicionales), y todo ello a cambio de una contribución fiscal mínima (Larry Pratt, *The Tar Sands: Syncrude and the Politics of Oil*, Edmonton, Hurtig, 1976: 176-7; véase también J. Joseph Fitzgerald, *Black Gold with Grit. The Alberta Oil Sands*. Sidney (B.C.), Gray's Publishing Ltd., 1978: 181-195).

- 122 Juan Servello, "Heavy Oil Development and the Venezuelan Petroleum Industry: Technical Issues and Economic Considerations", en *Heavy versus Light Oil: Technical Issues and Economic Considerations* (Ragaei el Mallakh, ed.), Boulder (Colo.), International Research Center for Energy and Economic Development, 1983: 157-8.

**Cuadro 4.2**  
**Inversiones estimadas para proyectos de desarrollo**  
**en la FPO (1979-82), MMUSD**

<i>Proyecto DSMA</i>	
Planta de mejoramiento	3,800
Pozos (1,600) y equipo de producción	1,400
Instalaciones de producción	500
Infraestructura	500
Sistema de ductos	300
Terminal marítimo	200
<i>Total</i>	<i>6,700</i>
<i>Proyecto Guanipa 100+</i>	
Pozos (1,300) y equipo de producción	700
Instalaciones de producción	400
Infraestructura	200
<i>Total</i>	<i>1,300</i>
<b>Gran Total</b>	<b>8,000</b>

Fuente: Servello, *op.cit.*: 157-8

Debido a la magnitud de las erogaciones que estos dos proyectos suponían, **la caída en el nivel general de precios del petróleo a partir de 1982 llevó a un replanteamiento radical del alcance de ambos. El gobierno venezolano pospuso el proyecto DSMA indefinidamente** (frente a airadas protestas de PDVSA), en buena parte debido a la crisis en las finanzas públicas venezolanas, pero sobre todo porque su altísimo costo no se podía justificar en una coyuntura de mercado caracterizada por precios en acelerado declive y un aumento de la capacidad ociosa de producción en los países miembros de la OPEP. El segmento aguas arriba del proyecto siguió adelante, si bien degradado al status de proyecto piloto de producción (como se verá más adelante, este supuesto proyecto experimental desempeñó un papel de primera importancia en el desarrollo de la Orimulsión). **El proyecto Guanipa 100+ tampoco se instrumentó conforme a los planes originales, pero una parte considerable de los pozos contemplados para el proyecto de hecho se perforaron.** Así, aunque este proyecto no fue concebido para funcionar como póliza de seguro contra la eventualidad de que DSMA fracasara, en la práctica acabó desempeñando este cometido, ya que **fue mediante los pozos perforados para Guanipa 100+ que las filiales de PDVSA pudieron incrementar muy signifi-**

**cativamente su producción de segregaciones pesadas elaboradas a partir de crudos de la FPO** (Merey, Leona, Caripito), una vez que se hubo reactivado el crecimiento en la demanda mundial de petróleo a partir de principios de la década de los años noventa. Desde luego, **el otro factor que hizo posible este aumento en la producción fueron los grandes descubrimientos de El Furrial y otros campos de crudo ligero en el Oriente**, gracias a los cuales las filiales de PDVSA por primera vez pudieron contar con un diluyente que no solamente era efectivo, sino que además estaba disponible en grandes volúmenes que no requerían ser transportados grandes distancias desde algún centro de refinación hasta la FPO (Gráfico G4.1).

Ahora bien, en el año 1986 (en plena crisis de los precios del petróleo), el entonces presidente de PDVSA, Brígido Natera, concedió una entrevista en la cual delineó la visión de largo plazo de la compañía para la FPO: “tendrán que pasar algunos años antes de que entremos a la Faja Petrolífera del Orinoco en grande. Seguiremos aprendiendo acerca de cómo manejar [el crudo de la FPO], mejores maneras de tratarlo, y estoy seguro de que encontraremos una manera de usarlo antes del fin del siglo”.<sup>123</sup> Estas palabras indican que, en ese momento, el tren ejecutivo de PDVSA y sus filiales todavía asumía que, en el largo plazo, el futuro de la FPO estaría ligado íntimamente a proyectos de mejoramiento similares en concepción al proyecto DSMA.

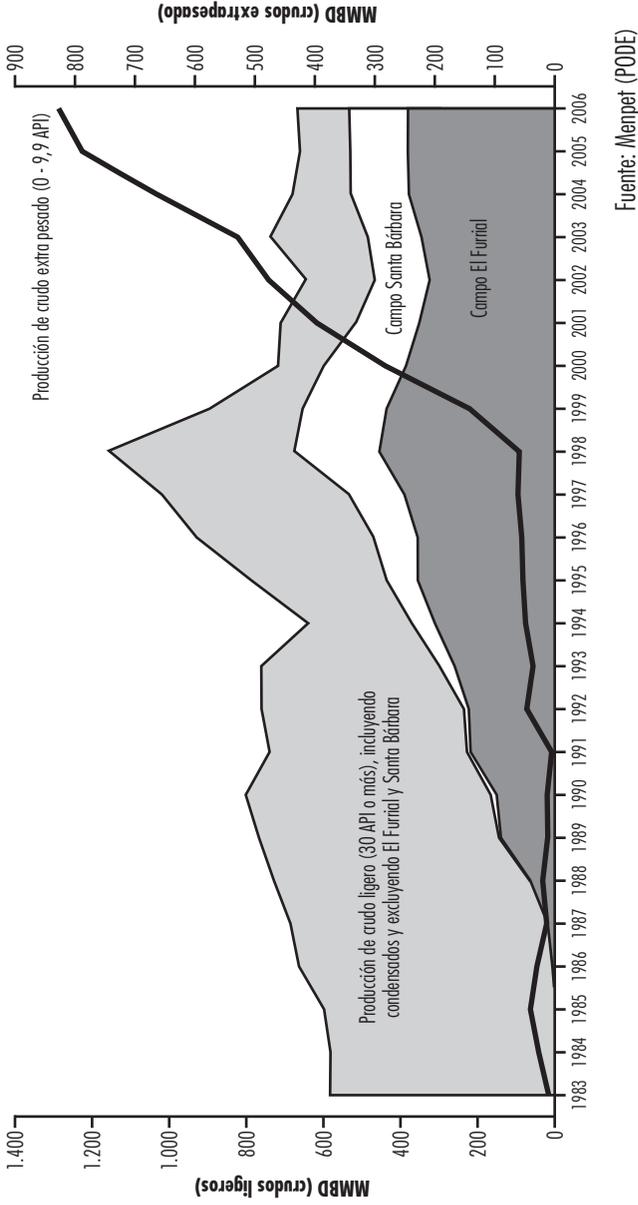
A la postre, las predicciones de Natera habrían de revelarse como demasiado conservadoras. **Gracias al incremento en la disponibilidad de crudos ligeros tipo Mesa, PDVSA ya había logrado su anhelo de “entrar en grande” a la FPO antes de que la década de los años novecientos ochenta llegara a su fin.**<sup>124</sup> Y para mediados de la década de los años novecientos noventa, las exportaciones de las

---

123 Mirjana Zlatnar, “Venezuela is Ready for Future Challenges”, OPEC Bulletin, vol. xvi, no. 10 (1986): 34.

124 Hasta la entrada en operaciones en 1996 del Terminal de Almacenamiento y Embarque de Jose (TAEJ), la carencia de infraestructura portuaria adecuada en el Oriente fue la principal limitante a la expansión de las ventas de mezclas como el Merey. Cabe destacar que el TAEJ fue concebido primordialmente en función de los requerimientos y necesidades de los proyectos de mejoramiento de la FPO. La agilización y mejoría de eficiencia en las exportaciones de crudos de la región Oriente de la propia PDVSA jugaron un papel absolutamente secundario no solamente en el diseño sino inclusive en la justificación de este terminal.

**Gráfico 4.1. Venezuela. Producción de petróleo crudo por campo y por tipo, 1983-2006**



Fuente: Menpet (PODE)

nuevas mezclas pesadas como Merey y Leona ya eran comparables, en cuanto a su magnitud, con las exportaciones de corrientes pesadas tradicionales—como BCF-17, Laguna o Menemota—provenientes del lago de Maracaibo. **Sin embargo, ante la opinión pública, PDVSA no cesó de lamentar que el mercado petrolero internacional siguiera enviando la señal de que el suministro de crudo mejorado del Orinoco no era económico**, porque los riesgos tecnológicos y los costos de capital asociados al mejoramiento eran demasiado altos.<sup>125</sup> Y, dado que, en la opinión de la compañía, el mercado evidentemente continuaba dejándose guiar por criterios miopes, **PDVSA insistía que era imperativo encontrar, en el corto plazo, una alternativa de bajo costo al mejoramiento ya que, de lo contrario, Venezuela continuaría sin sacar provecho del activo potencialmente más valioso con el que contaba: la FPO. Esta alternativa de bajo costo debía ser, justamente, la Orimulsión.**<sup>126</sup>

Lo interesante (o mejor dicho, patológico) de este planteamiento es que, para cuando fue hecho, ya se había disipado definitivamente cualquier duda de que colocar crudo extra pesado en el mercado mezclándolo con crudos más ligeros era una opción viable y económicamente más atractiva que la Orimulsión (es decir, gracias a los descubrimientos de El Furrial, la producción de estas mezclas pesadas ya se había revelado como la llave para abrir la puerta a la explotación comercial a gran escala de la FPO). Por si esto fuera poco, en ese momento ya era igualmente obvio que las emulsiones de agua y crudos extra pesados de la FPO no se podrían utilizar como insumos en procesos de refinación (esta posibilidad, como se verá más adelante, había sido un factor clave que motivó el esfuerzo de investigación y desarrollo que, en última instancia, desembocó en la Orimulsión). Pero, no obstante esto, PDVSA continuó refiriéndose a la FPO como si ésta todavía fuera un territorio virgen, y destacando a la Orimulsión como la única opción económicamente viable *en el corto plazo* para desvincular las fortunas de la compañía (y, por extensión, de Venezuela) en la FPO, por un lado, de futuros proyectos de mejoramiento de crudo sujetos a toda suerte de imponderables económicos

125 Como lo sugirió Juan Chacín, sucesor de Natera en la presidencia de PDVSA, en una entrevista publicada en PDVSA Contact, julio-agosto 1988.

126 Francis McGowan, "The Development of Orimulsion and Venezuelan Oil Strategy", *Energy Policy*, vol. 18, no. 10 (1990): 913-926.

y tecnológicos, por el otro. Desde luego, PDVSA de ninguna manera pensaba conformarse solamente con la Orimulsión. Adicionalmente, la compañía consideraba que, con miras al *largo plazo*, era indispensable neutralizar estos imponderables para allanar el camino a proyectos de mejoramiento, y que esto solamente se podía lograr mediante ajustes en el régimen fiscal aplicable a dichos proyectos. Estos ajustes (que PDVSA pudo instrumentar agresivamente en el vacío de poder que se produjo con la caída de Carlos Andrés Pérez) habrían de convertirse en la columna vertebral de la política de *Apertura Petrolera*.

En resumidas cuentas, **a principios de la década de los años novecientos noventas, PDVSA concebía y presentaba su plan de desarrollo de la FPO en función de dos vertientes complementarias: Orimulsión (vertiente de corto plazo) y mejoramiento (vertiente de largo plazo)**. Notablemente, la producción de mezclas de crudos ligeros y extra pesados brillaba por su ausencia en este esquema. Esto es un reflejo de una estrategia corporativa que había comenzado a tomar forma durante la presidencia de Brígido Natera, que se había consolidado durante la presidencia de Juan Chacín y que asumió su forma definitiva durante la presidencia de Andrés Sosa Pietri (para ser instrumentada, de forma especialmente irreflexiva, durante la presidencia de Luis Giusti). **El principio rector de dicha estrategia era la maximización a ultranza de los volúmenes de producción de petróleo y la cuota de mercado del crudo venezolano, en despecho de cualquier consideración de precio o ingreso fiscal**. En el marco de esta estrategia, la producción de mezclas se veía como una alternativa inferior a la producción de crudo mejorado en el largo plazo ya que, mientras que la segunda parecía depender ante todo de la disponibilidad de capital, la primera estaba restringida por la disponibilidad de diluyente (porque cualquier aumento en la producción de extra pesado suponía una mayor demanda de diluyente y, consecuentemente, una reducción en el crudo ligero disponible para exportación). **La Orimulsión, por su parte, hacía sentido en el contexto de esta estrategia porque su producción requería un diluyente—o, estrictamente hablando, un emulsionante— disponible en cantidades ilimitadas (agua), amén de que sus posibilidades de colocación en el mercado eran ante todo una función de su precio extraordinariamente bajo**. Adicionalmente, desde un punto de vista político e institucional, el proyecto Orimulsión era esencial (como se

explica más adelante) para que PDVSA llevara adelante su plan de sustraer todas las actividades de producción en la FPO de la tutela reguladora del estado venezolano, cuya manifestación más visible es la participación en los acuerdos de restricción de la producción de la OPEP (es decir, el sistema de cuotas de producción).

Sobra decir que el tren ejecutivo de PDVSA no podía revelar abiertamente que, para la compañía, el principal atractivo de la Orimulsión radicaba en que este negocio le permitiría producir unos cuantos miles de barriles por día más de crudo, si bien dichos barriles virtualmente tendrían que regalarse. De allí que, **en el considerable esfuerzo de propaganda que PDVSA desplegara para popularizar la Orimulsión al interior de Venezuela, siempre se pusiera máximo énfasis sobre los limitados requerimientos de capital que supuestamente hacían de este negocio una proposición irresistible. En realidad, como se discute a continuación, la supuesta modestia de estos requerimientos de capital a comparación de los de otras alternativas (notablemente el mejoramiento) se debía a que, para efectos del cálculo de los mismos, PDVSA y Bitor simplemente no tomaban en cuenta el rubro de costos más significativo de todos: los descuentos en el precio del crudo extra pesado utilizado en la formación de Orimulsión** (descuentos que eran función ante todo de los requerimientos de inversión asociados a la instalación de equipos de limpieza de gases de chimenea y precipitadores electrostáticos por parte de los clientes de Bitor). No puede haber duda, por lo demás, que esta última omisión se hizo con pleno conocimiento de causa, y no simplemente por incompetencia.

**Los precios a los que se vendió la Orimulsión supusieron una destrucción masiva del valor económico de recursos naturales que eran propiedad de la Nación venezolana.** Por lo tanto, podría pensarse que, gracias a dichos descuentos, Bitor pudo transformar a la Orimulsión de un negocio marginal a uno muy atractivo (aunque en apariencia solamente) de forma análoga a lo que sucedió con las inversiones de PDVSA en activos de refinación fuera de Venezuela.<sup>127</sup>

---

127 La aparente rentabilidad de los negocios de refinación internacional de PDVSA era función de los descuentos en los precios de transferencia de sus insumos de crudo venezolano. A lo largo de la vida del programa de internacionalización, PDVSA vendió a sus filiales de refinación en el exterior más de 6 mil millones de barriles de crudo a un descuento promedio cercano a 1.50 USD/B.

Sin embargo, éste no fue el caso: **no obstante la magnitud de dichos descuentos, los estados de resultados auditados de Bitor revelan que la Orimulsión jamás estuvo cerca de ser un negocio rentable (es decir, un negocio que pudiera cubrir de forma consistente sus costos variables y generar una tasa de retorno adecuada sobre el capital invertido en él). Pero lo que resulta verdaderamente imperdonable es que, ya para 1999, la alta gerencia de PDVSA y Bitor había llegado a esta misma conclusión en un ejercicio de evaluación estratégica interna. Sin embargo, como se relata a continuación, los resultados de este estudio nunca se hicieron públicos, y los trenes ejecutivos de PDVSA y Bitor siguieron adelante con la expansión del negocio.** Esta decisión supuso pérdidas adicionales para la Nación por cientos de millones de dólares.

### **El veredicto de PDVSA/Bitor respecto a la rentabilidad del capital invertido en Orimulsión**

En julio de 1999 (es decir, mucho antes de que la Orimulsión comenzara a ser cuestionada seriamente desde el interior del gobierno), la gerencia de Planificación de Exploración y Producción de PDVSA y la Gerencia de Planificación de Bitor prepararon un documento para discusión interna intitulado *Análisis del Negocio de Orimulsión. Seguimiento al Plan de Negocios 99-2008*. El propósito de dicho documento era “identificar y analizar las tendencias, fuerzas y hechos que han tenido o pudieran tener impacto en el negocio de Orimulsión y determinar si estos hechos confirman las estrategias que Bitúmenes del Orinoco S.A. ha seguido hasta el presente, o si por el contrario se requiere de su replanteamiento”.<sup>128</sup>

Este documento, confidencial y de distribución restringida, reviste gran interés para el presente análisis, ya que presenta una evaluación interna del negocio de Orimulsión sin la distorsión asociada a cifras y conclusiones que han sido deliberadamente “maquilladas” con miras a su difusión pública. Y cuando se toma en cuenta que dicha evaluación fue realizada por personal que tenía un enorme interés en la continuidad (y expansión) de dicho negocio, en un momento en el

---

128 Gerencia de Planificación de Exploración y Producción PDVSA/Gerencia de Planificación de Bitor, *Análisis del Negocio...*: 5.

cual el negocio no había sido objeto de críticas por parte del gobierno del Presidente Chávez (todo lo contrario, de hecho), los resultados de la misma lucen especialmente devastadores para los promotores y defensores de la Orimulsión, ya que no dejan lugar a dudas de que éste nunca fue un negocio solvente, ni siquiera partiendo de los supuestos más favorables posibles (que Bitor nunca pagara ni impuestos ni regalías, por decir algo).

En un artículo citado anteriormente y publicado en la revista *Interciencia* en abril de 2004, seis antiguos integrantes de la gerencia de Bitor (entre quienes se incluía Saúl Guerrero) afirmaban tajantemente: “Orimulsión ha sido en los últimos años uno de los negocios más rentables de la cartera de negocios de PDVSA”.<sup>129</sup> Poco tiempo después, en septiembre de 2004, Carlos Rodríguez (gerente de Finanzas de Bitor hasta el Sabotaje Petrolero) publicó un artículo que, desde su título mismo, secundaba esta conclusión: “la Orimulsión es la mejor manera de monetizar el bitumen del Orinoco”.<sup>130</sup> La profundidad de la mala fe de estos gerentes, y la nula credibilidad que merecen sus conclusiones respecto al potencial y perspectivas del negocio, queda de manifiesto cuando se confrontan éstas con el veredicto lapidario que se presenta en el documento *Análisis del Negocio de Orimulsión* (en cuya redacción tienen que haber intervenido colegas de todos ellos, y posiblemente hasta algunos de ellos mismos). Dicho documento constata sin ambigüedad que, lejos de ser un negocio estrella, **“la utilidad financiera de [los] activos [de Bitor] es la más baja entre los negocios petroleros [sic!] de PDVSA, lo que significa que Bitor produce ganancias operativas inferiores a los costos de capital fijo y variable. Bitor ha destruido valor en toda su historia, aunque con tendencia a mejorar...”**<sup>131</sup>

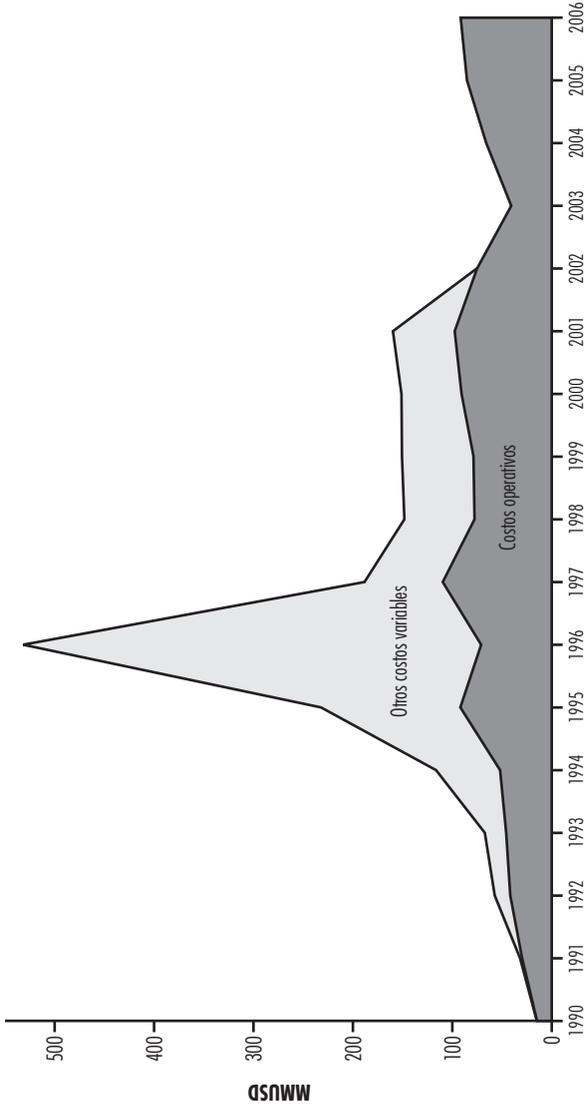
Esta supuesta tendencia a mejorar, como se puede ver en el Gráfico G4.2, era inexistente en el momento en que se redactó el documento citado. Ciertamente, los costos variables totales habían descendido del nivel catastrófico que alcanzaron en 1996 (¡533 MMUSD!), por culpa del rediseño de emergencia del proceso de producción de Orimulsión. Sin embargo, en 1999, claramente era prematuro hablar de una tendencia descendiente en los costos variables puramente operativos,

129 Guerrero, Jones Parra et al., op. cit.: 181.

130 Carlos Rodríguez, op. cit.

131 Gerencia de Planificación de Exploración y Producción PDVSA/Gerencia de Planificación de Bitor, op. cit.: 11; cursivas nuestras.

**Gráfico 4.2. Costos variables del negocio de Orimulsión, 1990-2006**



Fuente: Bitor

asociada a la expansión en los volúmenes comercializados.

En este punto, cabe aclarar que, para disimular cuando menos un poco los altísimos costos de la Orimulsión durante los años del accidentado lanzamiento comercial del producto, Bitor separaba algunos costos que calificaba de puramente “operativos” de otros costos que supuestamente no eran recurrentes, como aquéllos que se incurrieron cuando el producto se reformuló, o cuando el proceso de producción de Orimulsión se tuvo que rediseñar de pies a cabeza, en ambos casos sobre la marcha. A partir del año 2002, la diferencia entre costos variables operativos y otros costos de Bitor desapareció, pero solamente porque la transformación de Bitor en una unidad de PDVSA Petróleo Oriente se tradujo en que ésta última compañía pasó a absorber todos los costos variables no relacionados con el proceso de preparación de la Orimulsión, los cuales antes terminaban en el balance de Bitor.

El reporte *Análisis del Negocio de Orimulsión* no daba cifras concretas acerca del valor total del capital destruido por Bitor. Sin embargo, la cuantificación de la destrucción de valor que Bitor ocasionó a lo largo de su historia, de acuerdo a las cifras de los balances auditados de la propia compañía, no es una operación que presente mayores complicaciones. Simplemente hay que hacer la suma aritmética, año con año, del capital invertido en el negocio, los costos de operación, y los ingresos, y luego agregar las cifras así obtenidas de una manera que refleje adecuadamente el valor del dinero en el tiempo (es decir, aplicando una tasa de interés conservadora —en este caso 10 por ciento, cifra muy inferior al costo de capital histórico promedio de PDVSA— que refleje el hecho de que el capital invertido pudo haberse depositado en un banco, sin riesgo alguno).<sup>132</sup> Los resultados de este cálculo se muestran en el Gráfico G4.3.

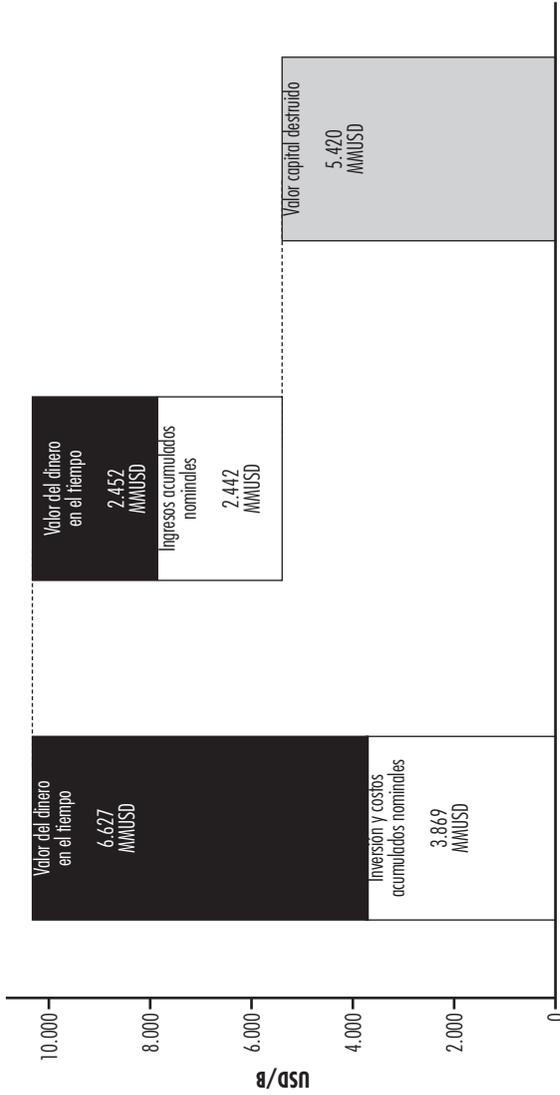
A la luz de este gráfico, no resulta sorprendente ver que los autores del reporte llegaran a conclusiones absolutamente lapidarias respecto al desempeño del negocio de Orimulsión: “el VEA [valor económico agregado] consistentemente negativo de Bitor implica que *las ganancias operacionales no compensan el costo de capital y su depreciación*”.<sup>133</sup> Y por si esto fuera poco, el personal de Bitor y PDVSA que intervino

---

132 Esta tasa libre de riesgo era la que se utilizaba en el análisis presentado en el documento (Gerencia de Planificación de Exploración y Producción PDVSA/ Gerencia de Planificación de Bitor, op. cit.: 13).

133 Ibid.: 6; cursivas nuestras.

**Gráfico 4.3. Destrucción de valor del capital dedicado al negocio de Orimulsión, 1990-2006**



Fuente: Bitor

en la redacción de documento le salió anticipadamente al paso al contra argumento de que esta metodología de cálculo podría no estar haciendo justicia a un negocio novedoso como la Orimulsión: “en algunas discusiones sobre Orimulsión se ha mencionado que un VEA negativo no es suficiente para decidir entre abandonar o continuar el negocio. *El hecho, sin embargo, es que el VEA ha sido la medida escogida por PDVSA para apreciar la creación o destrucción de valor de sus negocios.* Aunque se ha determinado que para algunos negocios en etapa pre-operacional esta medida no es del todo ilustrativa de su estado financiero, *éste no es el caso de Bitor*, que es un negocio oficialmente operacional desde 1995”.<sup>134</sup> Por si esto fuera poco, el documento indicaba que, independientemente de que pudiera ocurrir un descenso de los costos unitarios “operativos” de Bitor asociado a la expansión de la producción de Orimulsión, **las perspectivas futuras para el producto lucían bastante desfavorables, porque** *“externamente, su mercado natural se encuentra en plena transición hacia la liberalización, lo cual significa más competencia, precios bajos y dificultad para visualizar el futuro”*.<sup>135</sup>

### **¿A qué se debe el pobre desempeño del negocio de Orimulsión, según sus propios defensores y promotores?**

Los autores del reporte *Análisis del Negocio de Orimulsión* no dudaron en identificar la causa que, a su entender, explicaba en gran parte la mediocridad de los resultados de Bitor; a saber, las enormes inversiones que supuso echar a andar el negocio de Orimulsión: 1,008 MMUSD desde sus inicios hasta finales de 1998 inclusive (lo cual, por cierto es comparable en términos nominales a la inversión en uno de los proyectos integrados de la FPO).<sup>136</sup> El reporte, entonces,

---

134 Gerencia de Planificación de Exploración y Producción PDVSA/Gerencia de Planificación de Bitor, op. cit.: 5-6; cursivas nuestras. “Debido a que Bitor es un negocio relativamente joven, y han ocurrido varias circunstancias coyunturales en este período, no pueden sacarse conclusiones contundentes de ninguno de sus indicadores. Intuitivamente, pareciera prudente en cualquier caso, esperar un tiempo limitado por resultados más favorables”.

135 Ibid.:15.

136 Ibid.: 5. La inversión acumulada total hasta la fecha en que el MENPET dio fin al negocio de Orimulsión (diciembre de 2006) fue de 1,480 MMUSD.

no deja lugar a dudas de que es falsa la noción de que la Orimulsión haya sido un negocio con bajos requerimientos de capital. Tampoco deja lugar a dudas de que este capital se gastó sin ton ni son, con una indolencia —rayana en la negligencia criminal— explicable en términos de la creencia del tren ejecutivo de PDVSA de que el monto de las facturas no importaba mucho porque éstas, de alguna u otra forma, las terminaría pagando la Nación (cosa que de hecho sucedió).

**Cuadro 4.3**  
**Utilización de la capacidad instalada de infraestructura de Bitor, 1999**

<i>Concepto</i>	Capacidad (MBD)	Utilización (%)
Manejo de crudo	95	60
Emulsificación	125	70
Oriducto Morichal-PTO	410	21
Oriducto PTO-Jose	300	29
Terminal de almacenamiento	240	29
Monoboya	300	29

Fuente: Gerencia de Planificación de Exploración y Producción PDVSA/Gerencia de Planificación de Bitor, *Op. cit.*: 4

Los factores que más contribuyeron a inflar el gasto de capital fueron los siguientes. **Primero, la mitad de los pozos productores se perforó conforme a diseños experimentales, de baja productividad y muy alto costo. Segundo, el costo de la planta de emulsificación fue especialmente elevado por haberse construido a escala experimental. Tercero, casi 40 por ciento del gasto total de capital se dedicó a inversiones hechas entre 1990 y 1992 para desarrollar proyectos de Orimulsión que nunca se concretaron, en las áreas de Zuata y Hamaca (hoy Junín y Ayacucho, respectivamente). Y cuarto, el Oriducto y la terminal de Jose se construyeran con una capacidad entre tres y cuatro veces superior a la requerida aún en escenarios de ventas muy optimistas (como se muestra en el Cuadro C4.3, aún en 1999 —cuando el negocio de Orimulsión estaba en pleno ascenso— la utilización promedio de la capacidad instalada de producción y transporte era de solamente 40 por ciento).**<sup>137</sup> **Esta inversión dispendiosa**

137 Gerencia de Planificación de Exploración y Producción PDVSA/Gerencia de Planificación de Bitor, *op. cit.*: 4. Nótese que este promedio no está ponderado

**tuvo como consecuencia natural la sobrecapitalización masiva de Bitor, la cual a su vez minó los de por sí marginales prospectos económicos de la empresa.** Por ello, en 1996, Bitor tuvo que hacer una revisión en sus libros para contabilizar a pérdida (como costos extraordinarios) una parte significativa de sus activos.<sup>138</sup>

**Hay otro factor que, si bien no se discute directamente en el reporte citado, también contribuyó poderosamente a elevar los costos de arranque del negocio de Orimulsión; a saber, la premura irresponsable con la que PDVSA (y más concretamente, Lagoven) buscó introducir el producto a gran escala en el mercado internacional.** Como comentan Hebe Vessuri y María Victoria Canino (investigadoras a quien de ningún modo se puede considerar como detractoras ni de Bitor, ni del Intevep, ni de la Orimulsión), “el entusiasmo prematuro de algunos funcionarios”, llevó a que se montara “una rama de comercialización y una rama de desarrollo del proceso para la manufactura de la emulsión”, en un momento en el cual, “según los técnicos de Intevep ... todavía quedaban muchos puntos oscuros”. El énfasis sobre los aspectos comerciales del producto, impulsado por el deseo de probar el combustible “en plantas de combustión con mayor capacidad que la de Intevep, para poder analizar mejor las características del nuevo combustible”, se tradujo en “una pesada carga psicológica, porque el producto como tal no estaba todavía a punto, faltaban aún resolver varios pasos técnicos”. Sin embargo, dado que “la presión de clientes interesados –Mitsubishi– [era] muy grande”, PDVSA trató de resolver los pendientes recurriendo a lo que Vessuri y Canino califican de una “excesiva simplificación del desarrollo tecnológico, que eventualmente devolvió el golpe obligando a tomar más tiempo del inicialmente esperado”.<sup>139</sup> Como se puede apreciar, si bien fue la dimensión temporal lo que más preocupó a los impacientes promotores de la Orimulsión, este “golpe devuelto” acabó resintiéndose de manera particularmente intensa en el plano financie-

---

por el costo de las respectivas instalaciones.

- 138 La selección de ese año claramente obedece a que 1996 fue un año de precios comparativamente altos para el petróleo, lo cual permitió a PDVSA ocultar las pérdidas de Bitor deduciéndolas de un ingreso gravable para efectos del ISLR que era muy cuantioso.
- 139 Hebe Vessuri y María Victoria Canino, “Restricciones y oportunidades en la conformación de la Tecnología. El caso de la Orimulsión”, en Venezuela: el desafío de innovar, A. Pirela (Ed.). Caracas, Fundación Polar-CENDES: 198.

ro, ya que PDVSA se vio obligada a resolver, contra reloj, y mediante improvisaciones ingenieriles *ad hoc* (y por ende, de elevado costo), toda una gama de complejos problemas inter-conectados.

Vessuri y Canino relatan que la idea de la Orimulsión como tal se puede decir que terminó de cuajar en julio de 1985, cuando tuvo lugar la primera prueba de combustión con una emulsión que contenía entre 35–40 por ciento de agua. Dicha prueba “capturó la imaginación de algunas de las personas importantes de Lagoven, particularmente de quien desde entonces lideraría lo que llegó a ser conocido como el Proyecto Orinoco de Lagoven, Manuel de Oliveira”,<sup>140</sup> a tal grado que para finales de 1985 ya se estaba montando “una planta piloto para la formación de emulsiones con las características buscadas en el complejo de la planta Jobo en Morichal”.<sup>141</sup>

El proceso original de producción de Orimulsión era muy distinto al descrito en el capítulo anterior. Comenzaba por la emulsificación del crudo extra pesado a fondo de pozo, utilizando el agua de formación y surfactantes. Esta emulsión primaria, con un contenido de crudo de alrededor del 60 por ciento, era entonces sometida a un proceso de separación térmica (el hecho de que el agua de formación fuera salada facilitaba este paso, dada la proximidad de los valores de densidad del agua dulce

---

140 De Oliveira llegó a Venezuela en 1980 y comenzó a desempeñarse como asesor mayor de planificación en Lagoven, convirtiéndose en el principal impulsor del proyecto Orimulsión. En 1986, fue nombrado director gerente de BP Bitor, S.A. y Bitor Energy, Plc., en Londres. En 1995 dejó PDVSA para convertirse en Presidente del Consejo de Administración y Director General de Petrogal, pero no antes de recibir la Orden de Francisco de Miranda de parte del presidente Rafael Caldera. En abril de 2006, comenzó a desempeñarse como director ejecutivo y Chief Operating Officer de Galp Energía, y a partir de enero de 2007 se convirtió en presidente ejecutivo de esta compañía. De Oliveira es miembro del Consejo de Globalización (<http://global.cotec.pt>), una organización radicada en Lisboa que busca promover “la reflexión y el entendimiento mutuo de parte de líderes influyentes de compañías multinacionales sobre cómo promover la interacción de sus compañías con otras compañías, gobiernos, organizaciones no gubernamentales y la sociedad en su conjunto, en la búsqueda de una globalización pluralista [sic.]”.

141 Las primeras instalaciones de Bitor para preparar Orimulsión a escala comercial comenzaron operaciones en febrero de 1991. Su capacidad era de tan sólo 750 b/d de producto. A finales de 1992 entró en operaciones una nueva planta de 25 MBD de capacidad (Emma Brossard, *The Clash of the Giants*. Petroleum Research and Venezuela's Intevep. Houston, PennWell/Intevep: 176).

y el crudo extra pesado). A continuación, se mezclaba el crudo desalado y deshidratado con agua dulce y surfactantes (primero en mezcladores estáticos y luego en un mezclador dinámico en línea de tipo turbina), para obtener una emulsión con alrededor de 85 por ciento de crudo y un contenido bastante alto de surfactante. Finalmente, la emulsión se diluía a una razón crudo/agua de 70/30 mediante la adición de más agua dulce y un inhibidor de corrosión (sulfato de magnesio).<sup>142</sup>

El comienzo de operaciones de la planta piloto de producción pareció transcurrir sin mayores contratiempos, aunque pronto se comenzó a detectar que “una cantidad considerable del surfactante de la emulsión primaria no se recobraba con el aceite separado, sino que se perdía con el agua extraída durante la deshidratación y el desalado ... [lo cual] dañaba las economías del proceso”.<sup>143</sup> La situación empeoró aún más en el momento en que se comenzó a bombear Orimulsión por ducto a la terminal de Punta Cuchillo, localizada a uno 70 kilómetros de Morichal. En palabras de Vessuri y Canino,

[el] producto comenzó a exhibir un aumento marcado de la viscosidad[,] ... efecto conocido en la jerga técnica como “envejecimiento”. Mientras la producción se había mantenido a niveles pequeños (para fines de demostración) la emulsión era colocada en barriles que tenían que ser movidos para transportarlos a diferentes destinos. Cuando se la [sic.] movía, la emulsión regresaba a su estado original y de ese modo el fenómeno no era perceptible. Pero cuando la emulsión comenzó a ser transportada a través de una tubería de gran diámetro, dada la muy baja velocidad dentro del oleoducto la parte central de la emulsión permanecía casi estática y el fenómeno del “envejecimiento” se hizo visible. Este es un efecto conocido en la ciencia de las emulsiones, por el cual una fracción de la fase continua (agua en este caso) se difunde en las gotas de bitumen (la fase dispersa), hinchándolas y creando artificialmente una emulsión más concentrada con mayor viscosidad asociada ... En Morichal, este efecto fue tan severo que en un momento dado fue necesario interrumpir el envío del combustible al terminal de despacho ... Como se habían asumido compromisos comerciales en base a las pruebas de demostración, todo el proyecto estaba amenazado.<sup>144</sup>

142 Salager, Briceño, Bracho, op. cit.: 484.

143 Ibid.: 485

144 Vessuri y Canino, op. cit.: 196.

Conjurar esta amenaza tomó a los involucrados en el proyecto buena parte del año 1987, trabajando a marchas forzadas. La adición de electrolitos a la emulsión a veces mejoraba la situación, pero de forma aleatoria y no previsible, ya que “el proceso de deshidratación y desalado era difícil de controlar y a menudo el crudo pesado terminaba con un contenido de salmuera mayor que requería mayores cantidades de electrolito para contrarrestar el gradiente osmótico”.<sup>145</sup> Finalmente, “Hercilio Rivas ... [m]ostró que la Orimulsión era de hecho una emulsión múltiple”, y que el efecto de envejecimiento “se derivaba del procedimiento [mismo] de emulsificación a fondo de pozo”.<sup>146</sup> En una nuez, el problema radicaba en que la separación térmica no eliminaba toda el agua de formación, rica en sales. Al constituirse la emulsión, las microgotas de agua salada (que constituían alrededor de 1 por ciento del volumen total) se encapsulaban dentro de las microgotas de crudo, lo cual daba lugar a un desbalance osmótico que se manifestaba en la sustracción de la fase continua de la emulsión (o sea, el agua salada atraía el agua dulce hacia el interior de las microgotas de petróleo), y un aumento dramático en la viscosidad de la misma.<sup>147</sup>

**El problema del envejecimiento de la emulsión se tradujo en una verdadera explosión de los costos de Bitor.** Por principio de cuentas, la compañía hubo de vaciar el ducto y disponer de la Orimulsión degradada. Pero las mayores erogaciones se derivaron del hecho que **Bitor tuvo que reconfigurar el proceso de producción de Orimulsión íntegro, para reemplazarlo con uno mucho más complicado, costoso e intensivo en capital.** En este nuevo proceso (que fue el que se utilizó hasta que el MENPET puso fin al negocio), el crudo extra pesado se producía inyectando queroseno a los pozos. Esto supuso la instalación de un sistema cerrado de tuberías entre Morichal y la planta de emulsificación, así como la mudanza a la planta de producción de la torre de destilación atmosférica de la antigua refinería de Caripito (utilizada para despuntar al crudo de diluyente). Asimismo, la severidad del proceso de deshidratación y desalado se aumentó mediante el uso de separadores gravitacionales y electrostáticos,

---

145 Salager, Briceño, Bracho, op. cit.: 485.

146 Vessuri y Canino, op. cit.: 197.

147 Las microgotas de salmuera podían atraer hacia ellas hasta un 20 por ciento adicional de la fase acuosa externa de la emulsión en un período de menos de 48 horas (Salager, Briceño, Bracho, op. cit.: 485).

para asegurar la eliminación de toda el agua de formación del crudo. Finalmente, con el fin de producir de forma confiable emulsiones de viscosidad controlada, el proceso de emulsificación y mezcla final se tuvo que modificar mediante la incorporación de una mezcladora dinámica con una acción de agitación mucho más leve de la que tenía la mezcladora tipo turbina utilizada antes. Esta mezcladora altamente especializada (el famoso Orimixer) tuvo que ser diseñada y construida *ex profeso* en un período breve de tiempo.

**No cabe duda que el envejecimiento de la emulsión fue la más desagradable sorpresa con la que PDVSA se topó a causa de la celeridad con la que se buscó lanzar a la Orimulsión al mercado, pero no fue la única.** Mucho menos costoso y traumático, pero igualmente inesperado, fue el descubrimiento de que el sulfato de magnesio utilizado como inhibidor de corrosión podía ser transformado en sulfito de magnesio por bacterias resistentes a agentes bactericidas, lo cual forzó su substitución por nitrato de magnesio (mucho más caro que el sulfato). Otra substitución forzada más involucró al surfactante, ante la preocupación expresada por un cliente danés de Bitor, SK Power, de que el fenol etoxilado utilizado en la formulación original se comportaba como un mímico del estrógeno cuando se dispersaba en el ambiente, lo cual lo hacía potencialmente mutagénico (aunque su queja fue atendida, SK Power no renovó su contrato de suministro a la expiración de éste).

**Contrariamente a lo que normalmente se supone y se dice, el proceso de desarrollo y lanzamiento de la Orimulsión fue sumamente accidentado, y exigió un enorme despliegue de recursos financieros y gerenciales por parte de PDVSA.** Vessuri y Canino correctamente opinan que los involucrados en el proyecto Orimulsión hicieron gala de ingenuidad para superar los numerosos obstáculos que se presentaron en el camino, una buena parte de los cuales eran inéditos. Al mismo tiempo, estas investigadoras destacan que muchos de estos obstáculos bien podrían haberse evitado (o, como mínimo, superados de manera menos traumática) si el proyecto Orimulsión hubiera marchado a un paso menos apresurado, lo cual las lleva a preguntarse, ¿“por qué la prisa en el desarrollo comercial del proyecto”? Ésta es su respuesta:

Para entender la psicología social y “la economía política de la prisa” que dominó este esfuerzo es preciso considerar la intersección entre la evolu-

ción de la economía mundial, y dentro de ella del sector petrolero, y la situación de Venezuela en los años 70; lo que hace posible identificar una concatenación de fuerzas que generó y sostuvo el ímpetu del desarrollo apresurado de los recursos de la Faja Petrolífera. *La oportunidad estaba en lograr una tecnología de explotación de la Faja que convirtiera sus bitúmenes [sic.] en negocio. La Orimulsión contenía esa promesa.*<sup>148</sup>

Como se puede apreciar, en este pasaje estas investigadoras no hacen más que repetir el *mantra* (insidiosa- e insistentemente diseminado por la vieja PDVSA) de que la Orimulsión constituía la única opción viable para que Venezuela por fin comenzara a sacar provecho del valioso patrimonio que representaba la FPO. En realidad, como ya se ha visto, la dizque promesa de la Orimulsión estaba fundamentada en una falsa premisa (que las reservas de la FPO son bitúmenes naturales) y, en todo caso, era claramente inferior a la opción de colocar crudo extra pesado de la FPO en el mercado mezclándolo con crudos más ligeros. La prisa del tren ejecutivo de PDVSA en lanzar y expandir rápidamente el negocio de Orimulsión obedecía más bien a que este producto —a diferencia de la producción para mezcla— ofrecía a la compañía la posibilidad de alcanzar un objetivo que su tren ejecutivo percibía como excepcionalmente valioso; a saber, comenzar a retirar parte de la producción de crudo extra pesado de la FPO de la tutela reguladora del estado venezolano, con miras a llegar a imponer un arreglo similar sobre toda la producción *futura* de la FPO.

### **¿A cuánto asciende la destrucción de capital si no se acepta la contabilidad de Bitor?**

El objetivo último del documento *Análisis del Negocio de Orimulsión* supuestamente era ayudar a decidir si se necesitaba o no replantear radicalmente las estrategias de negocio de Bitor. Y aunque los resultados señalados en los párrafos anteriores resaltaban la insensatez inescapable de dichas estrategias, los autores del documento llegaron a la inaudita conclusión que la mejor opción para Bitor era nada menos que ¡seguir invirtiendo para expandir su capacidad de producción significativamente, instalar un segundo módulo de producción,

---

148 Vessuri y Canino, op. cit.: 200; cursivas nuestras.

cambiar el diluyente de queroseno a nafta, y mudar las instalaciones de emulsificación al parque industrial de Jose!<sup>149</sup>

Según los autores del documento, esta recomendación se justificaba porque, “al margen de cualquier análisis financiero, este negocio tiene un valor estratégico ... *En el argot de las nuevas teorías de opciones reales*, el mantener el negocio representa la oportunidad para crecer *aún cuando en la actualidad esas oportunidades de crecimiento no existen*”.<sup>150</sup> Huelga decir que, inclusive desde antes de que se decidiera proceder con el cierre del negocio, la visión del MENPET respecto a las perspectivas de la Orimulsión ya era diametralmente opuesto a ésta, y fue por ello que el Ministerio no permitió la mudanza de las instalaciones y actividades de tratamiento y mezclado de Morichal a Jose. El fundamento de la visión y la decisión del Ministerio eran los principios cardinales de la administración de empresas, y no altisonantes y novedosas “teorías de opciones reales” (o teorías imaginarias de opciones o teorías de opciones imaginarias). Dichos principios no dejaban lugar a duda que seguir invirtiendo vastas sumas de dinero en un negocio cuyos ingresos nunca habían bastado ni siquiera para cubrir sus costos variables (y ya no se diga para pagar una regalía decorosa o generar un retorno sobre el capital invertido), y todo ello en la vaga esperanza de que factores imponderables exógenos permitieran que el entorno del negocio mejorara, no era más que una receta para la ruina segura.

Ahora bien, dado que el propio diagnóstico interno de Bitor y PDVSA acerca de la Orimulsión llegó a la conclusión que este negocio era ante todo un instrumento de destrucción de capital a gran escala, puede parecer ocioso agregar más al respecto. A confesión de parte, relevo de pruebas, como se dice. Sin embargo, es necesario abundar un poco más en el tema porque, con todo y lo desfavorable del diagnóstico interno de Bitor, éste no refleja ni de lejos la magnitud real de la destrucción de capital atribuible a la Orimulsión. **Esto se debe a que el diagnóstico interno de Bitor/PDVSA es incompleto, ya que pasa por alto el rubro que, desde el punto de vista cuantitativo, es el de mayor relevancia para efectos del cálculo de la intensidad de capital de la Orimulsión. Si este cálculo se hace de forma correcta,** como

---

149 Gerencia de Planificación de Exploración y Producción PDVSA/Gerencia de Planificación de Bitor, op. cit.: 13.

150 Gerencia de Planificación de Exploración y Producción PDVSA/Gerencia de Planificación de Bitor, op. cit.: 11; cursivas nuestras.

se muestra a continuación, **la Orimulsión queda revelada como un negocio cuya intensidad de capital, aún sobre una base incremental (es decir, proyectos pensados en función del aprovechamiento de infraestructura de producción y transporte pre-existente) de hecho era comparable a la del mejoramiento.**

El punto de partida de cualquier análisis retrospectivo de rentabilidad tiene que ser la cuantificación de todo el capital que ha sido dedicado al negocio. Dicho capital puede haber sido aportado al negocio a través de inversiones en investigación y desarrollo, propiedades, plantas y equipos, aportaciones patrimoniales y ganancias retenidas, pero también puede haber sido movilizado por otros métodos, menos transparentes. Entre éstos destaca **el traslado de recursos por vía de descuentos en el precio de venta de insumos, para fondear inversiones y/o para transferir fondos gravables de una jurisdicción a otra donde la tasa de imposición es menor** (este método era la especialidad de la casa en la vieja PDVSA). Los beneficiarios de este tipo de descuentos suelen ser empresas afiliadas, pero también puede suceder que una empresa conceda un descuento a otra empresa no afiliada, con el fin de inducir cierto comportamiento en esta última (normalmente, que esta segunda empresa haga inversiones específicas en función de un bien –las más de las veces idiosincrásico– que la primera empresa desea colocar en el mercado). En este caso, la empresa que concede el descuento sufre una reducción en su ingreso relativo al que pudo haber obtenido de haber vendido el bien a precio de mercado. Por lo tanto, el monto del descuento (ajustado para reflejar el valor del dinero en el tiempo, desde luego) debe considerarse como parte del capital que este vendedor ha tenido que dedicar para llevar adelante este negocio.

Ahora bien, como ya se ha visto, **el precio de venta de la Orimulsión era una fracción del valor de mercado del crudo extra pesado utilizado en su preparación. La idea detrás de este descuento era reducir de forma dramática la factura de combustible de los clientes de Bitor, para que con estos ahorros dichos clientes sufragaran los costosos equipos de desulfuración de gases de chimenea y precipitadores electrostáticos (así como los equipos de manejo especializados) que requería el nuevo combustible.**<sup>151</sup> En las reve-

---

151 La mayor parte del costo de la reconfiguración de cualquier otra termoléctrica

ladoras palabras de Saúl Guerrero, “Orimulsión tuvo que establecer sus credenciales técnicas, ambientales e inclusive de transporte en un entorno de mercado muy competitivo ... ***La preciación se estableció usando el carbón como referencia, absorbiendo el costo de limpiar las emisiones***”.<sup>152</sup> Guerrero reconoce abiertamente que Bitor tuvo que “absorber este costo” (es decir, tuvo que pagar por el mercado) pero, con dechado de oportunismo y falta de congruencia, no incluye el monto del “costo absorbido” como parte de los supuestamente “bajos requerimientos de capital” del negocio. Cuando esto se hace, desde luego, el negocio aparece bajo una luz radicalmente distinta a aquélla en la que lo presenta Guerrero: en el Gráfico G4.4 se comparan las ganancias (pérdidas) anuales que Bitor reportó en sus estados de resultados desde su primer año completo de operaciones comerciales en 1995 hasta su cierre definitivo en 2006, por un lado, con estas mismas ganancias (pérdidas), pero incorporando el costo de los descuentos en el precio del crudo extra pesado, por el otro.

Como se puede apreciar, el comportamiento histórico de los ingresos netos de Bitor, *de acuerdo a las cuentas de la propia compañía*, nunca fue otra cosa que malo. Pero cuando se introduce el colosal costo de los descuentos en la ecuación, el panorama se torna positivamente desolador, con todo y que este segundo cálculo ni siquiera toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo. **Al incorporar este otro factor al cálculo (Gráfico G4.5) se puede ver que, a lo largo de una vida relativamente breve, Bitor se las ingenió para destruir la asombrosa suma de 10,500 MMUSD de capital perteneciente a la Nación (es decir, casi el doble de los catastróficos 5,420 MMUSD de capital destruido que constatan los estados financieros de la compañía).**

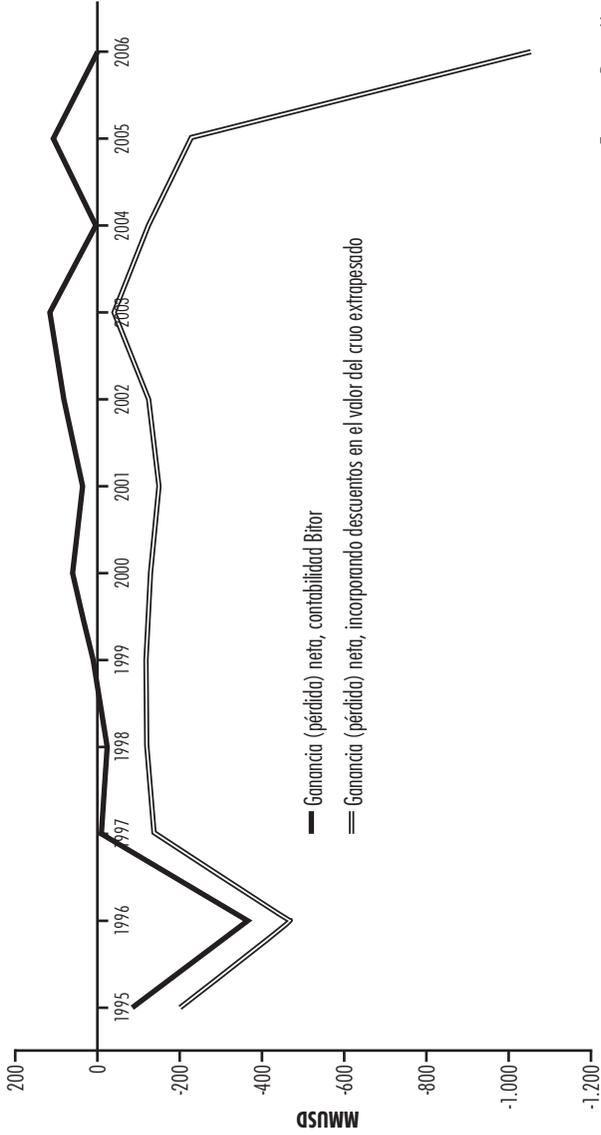
Vale la pena apuntar, por cierto, que esta imponente suma no incluye el valor de los hidrocarburos ligeros que Bitor utilizaba en el

---

se deriva de la instalación de los equipos para abatir la contaminación ambiental (los cuales hubieran sido igualmente necesarios para que la planta quemara combustible residual de alto azufre). Según NB Power, por ejemplo, el costo de las instalaciones de manejo especializadas para Orimulsión en Coleson Cove hubiera sido de 60 millones de dólares canadienses (es decir, apenas 8 por ciento de la inversión total). New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities, In the Matter of an Application by New Brunswick Power Corporation Dated July 12th 2001... : 375.

152 Guerrero, “Emulsion Fuels...”: 25; cursivas nuestras.

Gráfico 4.4. Estado de resultados del negocio de Orimulsión, 1995-2006



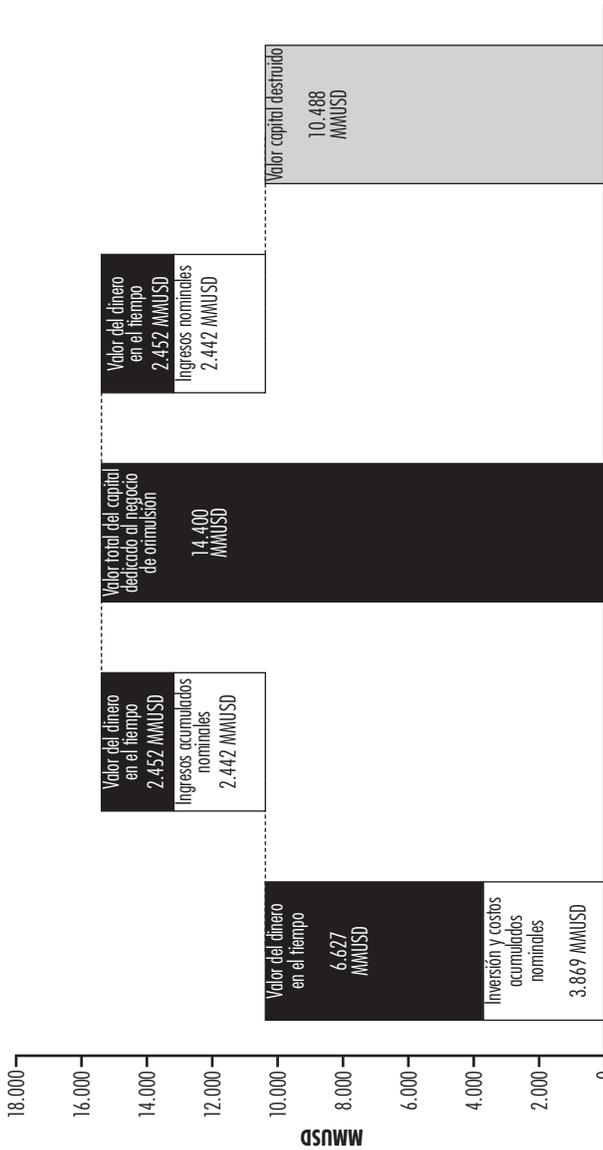
Fuentes: Bitor, Menpet

proceso de producción de Orimulsión, y que la Nación acababa proveyendo gratis sin recibir a cambio retribución patrimonial alguna: el gas natural separado que servía como combustible, por un lado, y las fracciones ligeras que se despuntaban del crudo y se incorporaban al diluyente para compensar por las pérdidas volumétricas inherentes al proceso de recirculación, por el otro. Asimismo, tampoco se consideran los costos de oportunidad que el sistema de transporte y almacenamiento de PDVSA tenía que absorber para acomodar a la Orimulsión, en particular la dramática sub-utilización del ducto Morichal-Patio de Tanques de Oficina (PTO)-Jose (cuyas tasas de bombeo, en gran parte por la necesidad de mantener la estabilidad de la emulsión, apenas sobrepasaban el 20 por ciento de la capacidad instalada).

### **La Orimulsión: un negocio integrado**

Hay grandes similitudes entre la forma en que funcionaban el mecanismo de precios de Bitor, por un lado, y el sistema de precios de transferencia que, durante años, fue el soporte central del programa de internacionalización de PDVSA, por el otro. Como se recordará, el objetivo de este último también era incrementar la rentabilidad de entidades en el exterior de Venezuela y financiar los gastos de capital de las mismas mediante recursos que de otra manera habrían ido a parar al fisco venezolano. La mayor diferencia entre ambos estriba en que los descuentos involucrados en el programa de internacionalización se canalizaban a filiales como Citgo, Nynäs o Refinería Isla, mientras que los descuentos de Bitor iban a parar a terceros. Es decir, la circulación de fondos en el programa de internacionalización tenía lugar en un sistema integrado *de facto y de jure* (cosa que hizo particularmente difícil para PDVSA argumentar que los descuentos no eran un costo, una vez que éstos se hicieron públicos). En cambio, en el caso de la relación entre Bitor y sus clientes, se trataba de una integración solamente *de facto*. Pero con el tiempo, es probable que inclusive esta diferencia entre los negocios de internacionalización, por un lado, y de Orimulsión, por el otro, hubiera tendido a desvanecerse, porque PDVSA tenía planes —que afortunadamente nunca se materializaron— para que Bitor comprara participaciones accionarias en plantas de generación

**Gráfico 4.5. Destrucción de valor del capital dedicado al negocio de orimulsión, 1990-2006**



Fuente : Bitor

eléctrica en países desarrollados, con el fin de acelerar la penetración de Orimulsión en el mercado.<sup>153</sup>

**Esta visualización de los contratos de suministro de Orimulsión como componentes centrales de negocios *integrados* resulta especialmente útil para aprehender la noción de que la Orimulsión no es un negocio menos intensivo en capital que otros, ni siquiera sobre una base incremental.** Los defensores y promotores de la Orimulsión planteaban que, en el mediano plazo cuando menos, la principal inversión incremental para aumentar la producción del producto estaría asociada a la instalación de un nuevo módulo de pozos e instalaciones de tratamiento (según ellos, no hubiera habido necesidad de invertir en ductos o infraestructura portuaria, porque se hubieran aprovechado las instalaciones existentes). El costo de un nuevo módulo, de acuerdo a las cifras estimadas para Sinovensa al comienzo de este proyecto, hubiera sido de 300 MMUSD, cifra que parece compararse favorablemente con los 1,450 MMUSD que costó el proyecto integrado de mejoramiento menos caro de todos, y que hoy opera la empresa mixta Petromonagas. Sin embargo, estas dos cifras no son estrictamente comparables, porque la producción de crudo extra pesado del proyecto de mejoramiento (120 MBD) es 30 por ciento mayor que la del proyecto de Orimulsión de Sinovensa (87 MBD). Escalando el costo de producción de Orimulsión por este factor se llega a un monto de 450 MMUSD. Esta última cifra es muy similar a los 464 MMUSD que costaron las instalaciones de producción del proyecto integrado Cerro Negro.<sup>154</sup>

Lo anterior quiere decir que **la mayoría del costo de capital del mejoramiento está dedicada a la remoción de impurezas del crudo extra pesado (notablemente azufre), para que a partir del crudo mejorado se puedan producir derivados que cumplan con las especificaciones internacionales.** Ahora bien, **en el caso de la Orimulsión, el crudo extra pesado que contenía el producto también se tenía que limpiar, solamente que en este caso la remoción de contaminantes tenía lugar después –y no antes– que el producto en cuestión había sido consumido (es decir, quemado).** El costo de este

---

153 Platt's Oilgram News, 8 de marzo de 1994: 1.

154 Stone and Webster Overseas Consultants, Independent Engineer's Report on the Cerro Negro Project, June 11, 1998: C-44.

**equipo de limpieza también era muy elevado:** 500 MMUSD en el caso de la termoeléctrica de Coleson Cove, por ejemplo. Nuevamente, Coleson Cove hubiera quemado solamente 33 MBD de Orimulsión (23 MBD de crudo extra pesado), por lo que el costo escalado para quemar 120 MBD de crudo extra pesado (170 MBD de Orimulsión) hubiera sido 1,470 MMUSD.

Como se puede apreciar en el Gráfico G4.6, si se incorpora al cálculo el elemento de “*absorber el costo de limpiar las emisiones*” (para usar la peregrina frase del propio Saúl Guerrero), se revela como insostenible el postulado de que la Orimulsión sea un negocio poco intensivo en capital. Si acaso, la comparación presentada en dicho gráfico se puede criticar argumentando que el crudo mejorado producido por Petromonagas es de muy baja calidad y no puede ser procesado en cualquier refinería, por lo que la comparación debería reflejar los costos asociados a habilitar una refinería para poder incorporarlo a su dieta. En el caso del proyecto Cerro Negro, las inversiones de reconfiguración de la refinería de Chalmette (donde en principio se debía procesar poco más del 80 por ciento del crudo mejorado producido en la asociación OCN) ascendieron a 319 MMUSD. Si se incorpora esta suma al cálculo, los requerimientos de capital de un proyecto de Orimulsión y uno de mejoramiento continúan siendo comparables (y aunque el costo del mejoramiento sea marginalmente mayor, no hay forma de decir que el costo de la Orimulsión es bajo). Además, vale la pena apuntar que las inversiones que se tuvieron que realizar en conexión con Sinovensa excedieron el estimado de costo original del mismo en más de 600 MMUSD (de acuerdo a las cifras presentadas en el acuerdo de avenimiento que los inversionistas chinos suscribieron con la República tras la expropiación de activos de Orifuels Sinoven S.A.).<sup>155</sup> Y si este proyecto (u otro similar) hubiera requerido

---

155 Según el acuerdo de avenimiento, los desembolsos asociados al proyecto de Orifuels Sinoven S.A. totalizaron 945 MUUSD, de los cuales 660 habrían tenido que ser aportados por los socios chinos, y 283 por Bitor. Aunque Bitor cumplió con sus aportaciones, los socios chinos solamente hicieron aportaciones patrimoniales por 177 MMUSD, y cubrieron el balance de aportaciones requeridas con préstamos bancarios por 393 MMUSD (contratados por cuenta de ambos socios). Por si esto fuera poco, en vísperas de la migración del acuerdo de asociación, los socios chinos amenazaban con demandar a Bitor por 300 MMUSD, porque según ellos éste era el monto de las erogaciones extras que habían tenido que hacer debido a que Bitor no había llevado a cabo la

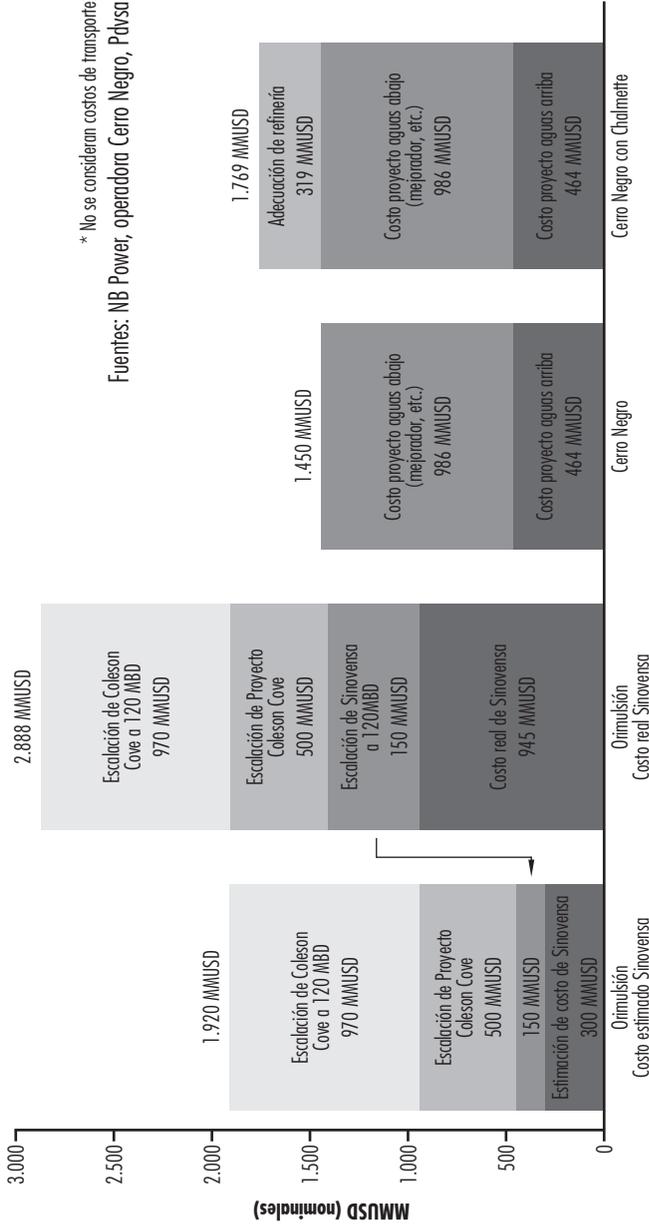
la construcción de un Oriducto o de instalaciones portuarias (lo cual hubiera sido necesario para un proyecto emprendido después de que se hubiera ocupado toda la capacidad de las instalaciones asociadas al primer módulo), entonces, como se muestra en el Gráfico G4.7, el costo de capital de la opción Orimulsión de hecho hubiera sido comparable al del proyecto de mejoramiento Sincor (hoy PetroCedeño), el cual produce un crudo mejorado de muy alta calidad (32° API, 0.1% azufre) que puede ser procesado en cualquier refinería.

Para concluir este apartado, hay que apuntar que **aún antes de que la migración de las asociaciones en la FPO pusiera fin a las catastróficas condiciones económicas negociadas por la vieja PDVSA, el mejoramiento de todas formas siempre representó una opción claramente superior a la Orimulsión desde la óptica de los efectos multiplicadores de la inversión. En principio, los requerimientos de capital de ambos negocios eran comparables**, porque ambos giraban en torno a la remoción del muy alto contenido de impurezas y contaminantes del crudo extra pesado de la FPO. **Sin embargo, remover estas impurezas ANTES de la combustión (como se hace en el mejoramiento) permitía agregar valor al insumo utilizado, transformándolo en un crudo mejorado que se cotiza a un mejor precio. En cambio, remover estas impurezas DESPUÉS de la combustión, como se tenía que hacer con la Orimulsión, era algo que solamente agregaba costos, ya que los gases de chimenea carecen de valor alguno aún después de ser limpiados (pero no por ello deja de ser obligatorio limpiarlos). Por si esto fuera poco, en el caso de la Orimulsión, el capital necesario para limpiar el crudo extra pesado se tenía que emplear fuera de Venezuela, y es fuera de Venezuela donde se sentía la derrama económica asociada a estas inversiones, en términos de empleo y efectos multiplicadores. En contraste, la derrama económica de los proyectos de mejoramiento se concentra en Venezuela, como tan elocuentemente lo demuestra el enorme complejo industrial que ha surgido en Jose.**

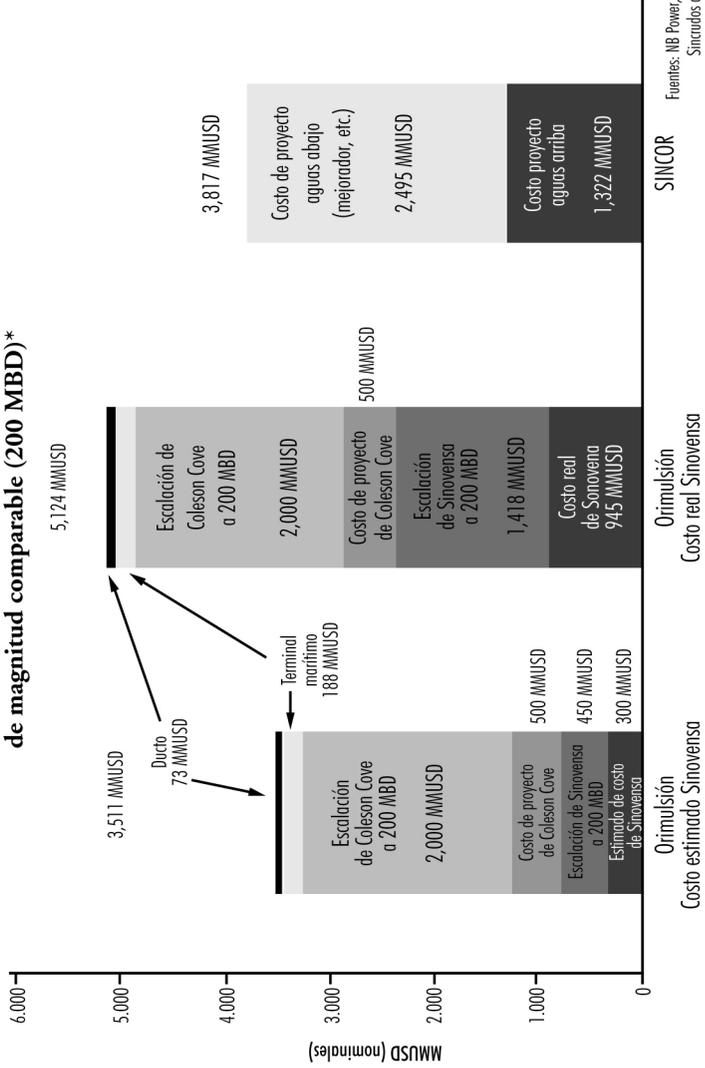
---

migración del primer módulo de producción a Jose. Como se puede apreciar, el costo supuestamente bajo de futuros módulos de producción de Orimulsión se debía ante todo a que éstos habrían de acoplarse a inversiones previas que serían pagadas en su totalidad por Bitor. Vale la pena apuntar que el acuerdo de avenimiento de Bitor y los socios chinos supuso el desistimiento formal de cualquier reclamo de éstos, ya fuera contra Bitor o contra la República.

**Gráfico 4.6. Costos comparativos para proyectos integrados de crudo extrapesado, de magnitud comparable (120 MBD)\***



**Gráfico 4.7**  
**Costos comparativos para proyectos integrados de crudo extra-pesado,**  
**de magnitud comparable (200 MBD)\***



\* No se consideran costos de transporte

Fuentes: MB Power, Driftrails Sinoven S.A., Sinocrueros de Oriente S.A., Págsa.

## ¿Por qué no Orimulsión para el mercado doméstico venezolano?

A estas alturas, no puede caber duda alguna de que la producción de Orimulsión para el mercado de exportación es un sinsentido, debido ante todo a su bajísimo precio de realización. Paradójicamente, el bajo precio de la Orimulsión se ha convertido en el principal soporte de un argumento según el cual el producto debería utilizarse para generar electricidad en Venezuela. Para Mazhar al-Shereidah (profesor emérito del posgrado de Economía Petrolera de la Universidad Central de Venezuela), por ejemplo, la Orimulsión constituye una “alternativa menos costosa para el sector eléctrico nacional” debido a la gran diferencia entre su precio y el precio de combustibles de generación producidos en refinerías.<sup>156</sup> Esta proposición, que según al-Shereidah se puede demostrar con “cualquier operación aritmética”, descansa sobre un razonamiento de naturaleza analógica: **si el precio bajo de la Orimulsión solamente beneficia al consumidor internacional de electricidad** y, por lo tanto, producir Orimulsión para exportación perjudica a Venezuela, entonces **utilizar Orimulsión domésticamente permitirá que sean los consumidores venezolanos de electricidad quienes capturen los beneficios económicos del bajo precio del producto**, por lo que producir Orimulsión para el mercado doméstico supuestamente luce como una excelente opción.

**Esta analogía, sin embargo, es inválida, porque ignora el hecho que la mayoría del precio que pagan los consumidores internacionales por los hidrocarburos provenientes de Venezuela es renta petrolera** (es decir, una retribución patrimonial al dueño de un recurso natural valioso, escaso, agotable y no renovable). Esta retribución patrimonial (Gráfico G4.8) puede equipararse en sus efectos a un impuesto a la exportación, que se transforma en ingreso nacional cuando lo liquidan los consumidores internacionales de

---

156 Mazhar Al-Shereidah, citado por Marianna Párraga, “Proponen retomar opción de producir Orimulsión”, *El Universal*, 8 de septiembre de 2008: A-1. Al-Shereidah no puede dejar de mencionar que “los barriles de Orimulsión no se cuentan dentro de la cuota asignada por la OPEP a Venezuela”. Estas afirmaciones ilustran, de nuevo, la obsesión – rayana en lo patológico – de los promotores y defensores de la Orimulsión de sustraer barriles de la cuota OPEP de Venezuela y, a fin de cuentas, de sacar a la FPO entera del mecanismo de cuotas.

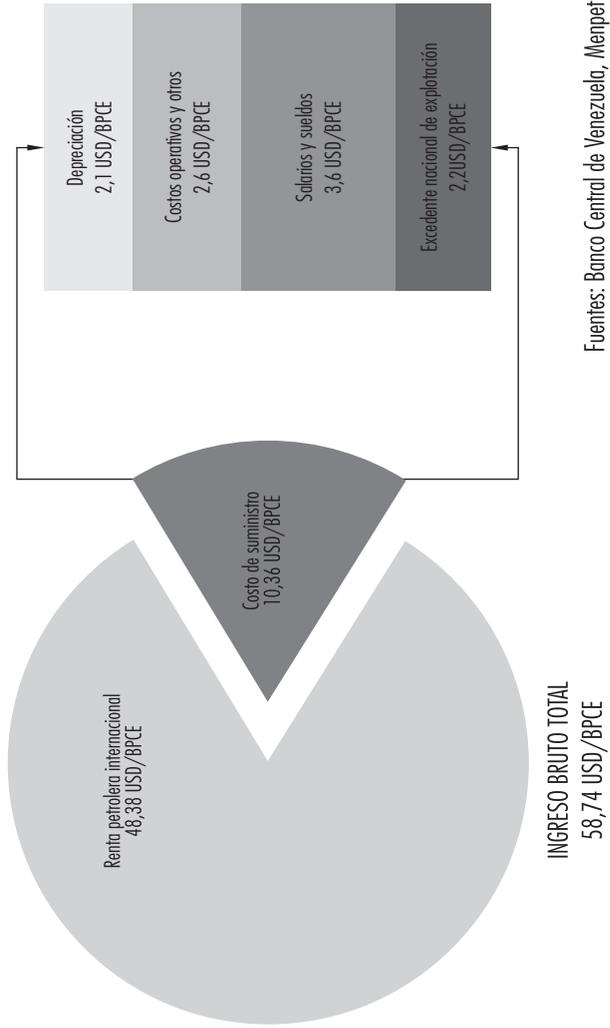
petróleo. Obviamente, **dicha retribución patrimonial no aplica en el caso de los hidrocarburos que se utilizan domésticamente en Venezuela, por la sencilla razón de que el dueño del recurso natural (el pueblo venezolano) no puede pagarse a sí mismo por lo que es suyo, ni aunque quisiera hacerlo.** Todo lo que el consumidor venezolano puede hacer es pagar de alguna manera (pero no necesariamente a través de los precios de venta) el costo del capital y del trabajo necesarios para producir, transportar, procesar y distribuir estos hidrocarburos (tanto los destinados a la exportación como los destinados al mercado interno).<sup>157</sup>

Si en Venezuela se pagara el mismo precio que se paga en el mercado internacional por los productos petrolíferos (netos de impuestos al consumo, desde luego), el consumidor venezolano percibiría la diferencia entre dicho precio y el costo total de suministro del petróleo —el cual incluye no solamente los costos operativos y de exploración, sino también la depreciación de los activos de exploración, producción, refinación, y mercadeo al detal de los productos, más un excedente normal de explotación que remunere a todo el capital utilizado— como un impuesto indirecto (este ingreso, *al contrario que el ingreso por concepto de exportaciones*, no aumentaría en nada la riqueza nacional, aunque ciertamente tendría un efecto sobre la distribución del ingreso entre el gobierno, por un lado, y los consumidores domésticos, por el otro). Ahora bien, aún cuando el precio de venta de los productos fuera inferior a su costo de suministro, el consumidor nacional no podría dejar de pagar dicho costo de suministro *en su totalidad* (por la sencilla razón de que no hay manera de producir estos hidrocarburos sin utilizar y desgastar bienes de capital y otros insumos, y sin utilizar y remunerar mano de obra). Pero si el precio de venta al consumidor doméstico no alcanzara para cubrir este costo, esto se podría ocultar *contablemente* —como de hecho viene ocurriendo en Venezuela desde 1975— mediante un subsidio implícito. El principal efecto de dicho subsidio implícito es el de reducir el monto de la renta petrolera (proveniente de los ingresos de exportación) que el gobierno nacional estará en posición de distribuir a la población (Gráfico G4.9). Estrictamente hablando,

---

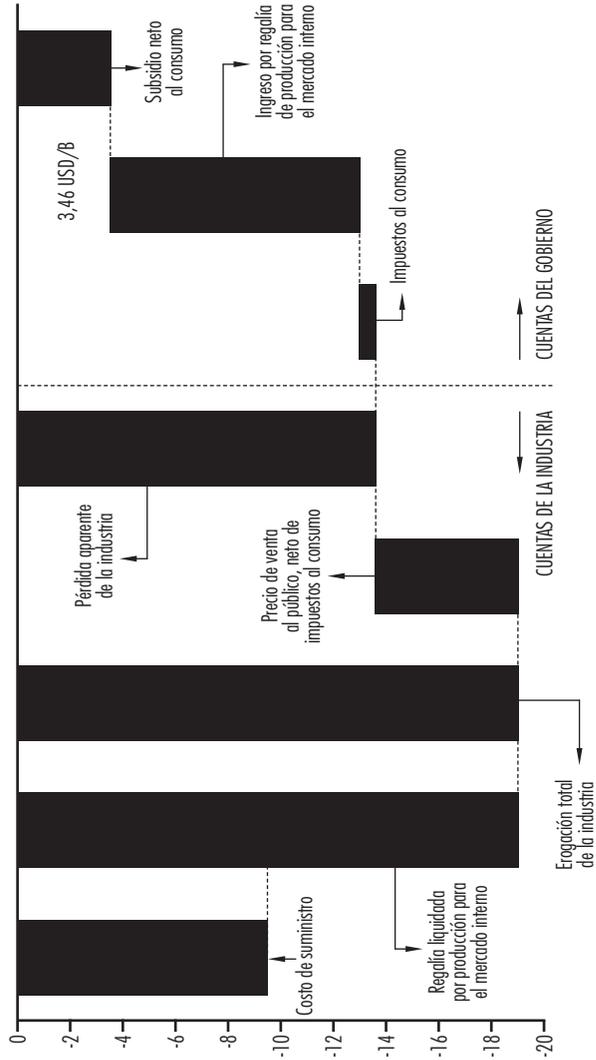
157 El cálculo presentado en el Gráfico G4.8 comprende costos e ingresos asociados a la producción tanto de petróleo crudo y de condensados como a la de gas natural y líquidos del gas.

**Gráfico 4.8. Venezuela. Composición del producto interno bruto de la industria petrolera (2006)**



Fuentes: Banco Central de Venezuela, Menpet

**Gráfico 4.9. Venezuela. Balance económico de la actividad de la industria petrolera nacional para abastecer al mercado doméstico (2006)**



Fuentes: Banco Central de Venezuela, Menpet

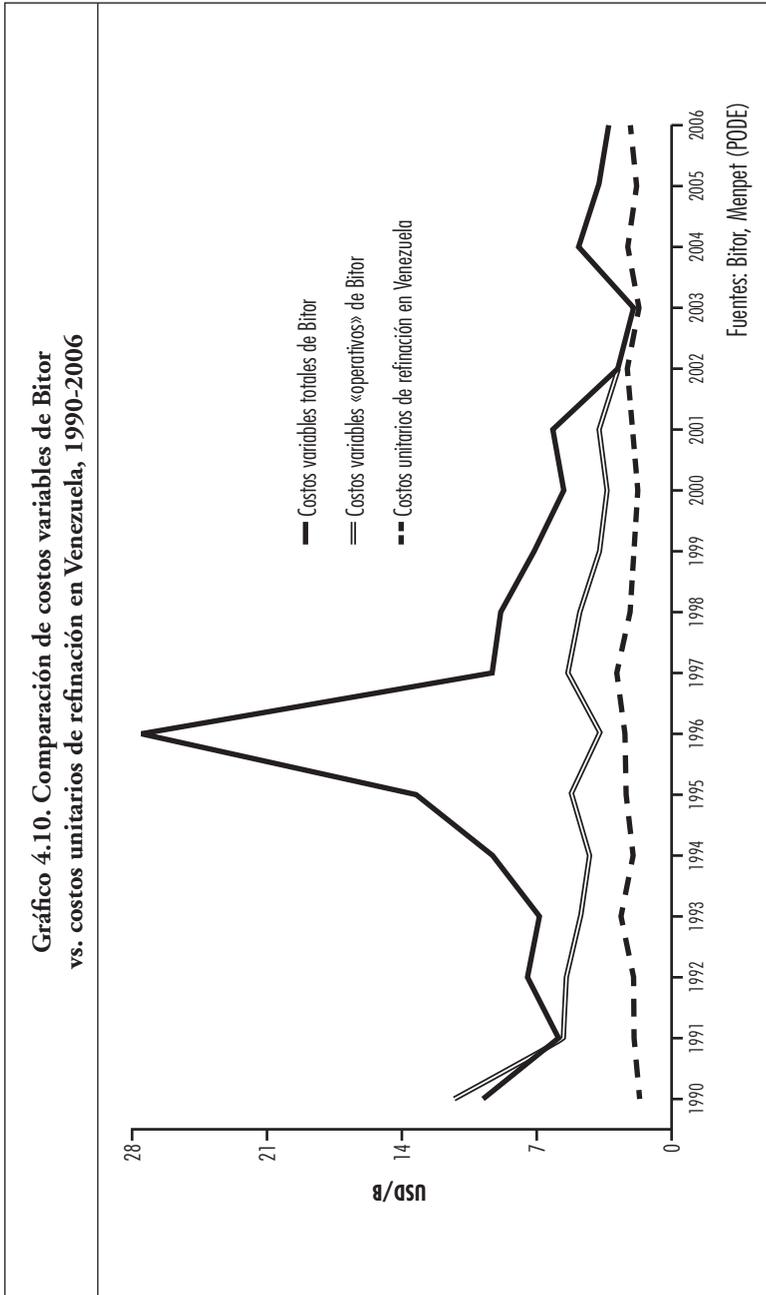
este subsidio representa una distribución *directa* de la renta petrolera, sin que ésta pase por el presupuesto gubernamental. Lo anterior quiere decir que, **exactamente a la inversa de lo que sucede en el caso del mercado de exportación, en un análisis de oportunidad que involucre al mercado interno venezolano, el parámetro decisivo de evaluación tiene que ser el de los costos de suministro totales**, y no –como equivocadamente opina al-Shereidah– el de los precios relativos de realización de los productos en el mercado internacional.

**Podría pensarse que aún este tipo de comparación tendería a favorecer a la Orimulsión, pero siempre y cuando la producción de este combustible supusiera costos menores a los involucrados en la refinación de petróleo. Sin embargo, como se puede apreciar en el Gráfico G4.10, éste nunca fue el caso: los costos variables de preparar Orimulsión siempre excedieron a los costos variables de refinación en Venezuela, la mayoría del tiempo por un margen significativo.**

Ahora bien, aún en el caso de que los costos variables de preparar Orimulsión fueran menores a los costos variables de refinar petróleo, generar electricidad mediante combustible residual sería una alternativa económicamente más atractiva que hacerlo con Orimulsión. Esto se debe, ante todo, a que no es factible producir los derivados del petróleo más demandados (gasolinas, diesel, queroseno, combustible para turbinas, etc.), sin producir a la vez residuo, que es la fracción en la cual se concentran no solamente los componentes cuyo peso molecular es tan elevado –debido a su contenido de carbón– que no son susceptibles de destilación, sino también casi todos los heteroátomos<sup>158</sup> indeseables presentes en el crudo (principalmente azufre, vanadio y níquel). Una parte del residuo proveniente de las torres de destilación o de vacío se puede enviar a otras plantas en la refinería para transformarlo en productos ligeros, pero el volumen no reprocesado, junto con el residuo de ciertas plantas de reprocesamiento, se tiene que comercializar como combustible residual (en el mundo no son muchas las refinerías capaces de reducir a cero el volumen de residuo de todo el crudo destilado, y Venezuela en particular no cuenta con ninguna). Este combustible residual (especialmente el de mayor contenido de azufre) es el único derivado del petróleo cuyo valor tiende a ser estructuralmente menor que el del crudo a partir del cual se obtuvo.

---

158 Los heteroátomos son aquellos átomos en una cadena o en un anillo de un compuesto orgánico que no son de carbono.



El hecho de que la refinación sea un proceso de producción conjunta —es decir, un proceso en el cual, a partir de un solo insumo, se obtiene toda una gama de productos que no pueden ser obtenidos por separado<sup>159</sup>— quiere decir que no existe un criterio *no arbitrario* por el que se pueda justificar la imputación de costos de refinación a uno de estos productos en particular.<sup>160</sup> Pero si hay algún producto al cual resulta particularmente absurdo imputarle estos costos, éste es el combustible residual, ya que ninguna refinería se opera con el propósito primario de obtener dicho producto. De hecho, desde un punto de vista tanto económico como físico —y como su propio nombre lo indica— el combustible residual se puede caracterizar como todo aquello que sobra después de que se han separado del crudo las fracciones volátiles de menor temperatura de ebullición, y mayor valor. Por lo mismo, muchas compañías petroleras acostumbran cargar todos los costos de refinación a los productos ligeros.<sup>161</sup>

Esta última convención siempre haría del combustible residual una opción preferible a la Orimulsión, en términos de sus respectivos costos de producción. Sin embargo, la superioridad del combustible residual como opción de generación eléctrica no depende de ese mecanismo contable. Y es que, *ni siquiera en el caso extremo de que todos los costos de refinación se imputaran a la fracción de residuo, haría sentido dedicar dinero a producir Orimulsión en lugar de gastarlo en producir combustible residual, por la sencilla razón que dejar de producir residual supondría también dejar de producir gasolina, diesel y todos los demás productos petroleros indispensables, para los cuales la Orimulsión no es un sustituto.*<sup>162</sup> Es decir, siempre que la producción de combustibles ligeros en Venezuela esté ligada a la producción de combustible residual, no tiene sentido gastar un solo

159 Véase Luigi Pasinetti (ed.), *Aportaciones a la Teoría de la Producción Conjunta*. México, Fondo de Cultura Económica, 1986.

160 Una excepción menor y parcial a esta regla la constituyen pequeñas refinéras de asfalto que procesan exclusivamente crudos muy pesados, y cuya producción es casi 100% asfalto.

161 Aunque hay otras que los cargan a la porción de residual, para así aumentar contablemente el margen de los productos ligeros.

162 Producir Orimulsión no tendría sentido ni siquiera en el caso extremo de que toda la fracción de residual se convirtiera en productos ligeros, ya que siempre sería preferible generar electricidad con el coque de petróleo que se obtendría de la conversión profunda del crudo pesado.

bolívar adicional de capital –el cual es por definición escaso– en producir otro combustible (Orimulsión) que sirve para lo mismo que el residual. Esto vale, por cierto, aún cuando la Orimulsión se produzca en instalaciones existentes y depreciadas.<sup>163</sup>

¿Cambiaría en algo esta conclusión **si la Orimulsión tuviera un impacto perceptiblemente menor sobre el medio ambiente, a comparación del combustible residual?** Hay que aceptar que, como mínimo, **esto complicaría un poco el análisis costo/beneficio. Sin embargo, la supuesta superioridad de la Orimulsión en este aspecto crucial es otra de las muchas distorsiones propagadas por sus defensores.** En términos de sus respectivos contenidos de azufre, ambos combustibles son aparentemente muy similares (y no podía ser de otra manera, ya que la Orimulsión se formuló de forma que su contenido de azufre *por peso* –incluyendo, desde luego, el agua– correspondiera al máximo nivel permitido para el combustible residual en los países desarrollados). Sin embargo, debido al menor valor calorífico de la Orimulsión, una planta que queme combustible residual emitiría menos dióxido de azufre por kilovatio de electricidad producido que una planta que queme Orimulsión (o, lo que es lo mismo, a las equivalencias térmicas correspondientes, las emisiones de dióxido de azufre de una planta que queme Orimulsión serían comparables a las de una planta que queme un combustible residual con un contenido de azufre de 3.9 por ciento).<sup>164</sup> En términos de las emisiones de óxidos nitrosos y eficiencia de la combustión en general, en cambio, la Orimulsión lucía bastante mejor. La presencia de agua reducía la temperatura de la flama, lo cual daba lugar a menores emisiones de óxidos de nitrógeno con la combustión de Orimulsión que las producidas por el combustible residual, a pesar del menor contenido de nitrógeno de este último. Además, el porcentaje de carbón no quemado en las cenizas –el mejor indicador de la eficiencia de combustión de una substancia– era del orden de 1–2 por ciento en peso para la Orimulsión, cifra que se comparaba favorablemente con un promedio de 30-50 por ciento

---

163 Desde luego, producir Orimulsión en instalaciones nuevas, no depreciadas, hace aún menos sentido.

164 J.E. Berry, M.R. Holland, P.R. Watkiss, R. Boyd y W. Stephenson, *Power Generation and the Environment – a UK Perspective*. Volume 1. AEA Technology/European Commission, 1998: 80.

en peso para el combustible residual y el carbón.<sup>165</sup> Finalmente, esta combustión eficiente se podía lograr en presencia de menos oxígeno que el requerido para quemar ya fuera combustible residual o carbón (1–3 por ciento y 5 por ciento, respectivamente, versus 0.2–0.5 por ciento para la Orimulsión), probablemente gracias al reducido tamaño de las gotas de petróleo en emulsión, por un lado, y al fenómeno de atomización secundaria de éstas por causa de su rápido calentamiento al salir de las espreas de inyección, por el otro.

Ahora bien, como se puede apreciar, **las bondades de la combustión de Orimulsión, en comparación con la de combustible residual, eran atribuibles exclusivamente al contenido de agua de la primera, y no –como siempre parecieron sugerir sus abanderados– a alguna característica intrínseca del dizque “bitumen natural del Orinoco” a partir del cual ésta se producía. Esto quiere decir que, en cualquier parte del mundo, el combustible residual podría quemarse con la misma eficiencia y emisiones de óxidos nitrosos que la Orimulsión (a costa de cierto aumento en las emisiones de dióxido de azufre por kilovatio producido), siempre y cuando este combustible residual fuera sometido a un proceso de emulsificación similar al de la Orimulsión.**<sup>166</sup> Pero si esto es así, ¿por qué los vendedores –o los compradores– de combustible residual no lo han hecho hasta ahora? La respuesta a esta pregunta es muy sencilla: porque el valor de las mejorías en eficiencia y reducción de emisiones no

---

165 Cebers O. Gómez-Bueno, Niomar Marcano y Ana C. Sánchez, “Orimulsion, a Fuel from Heavy Oil, Engineered for Performance”, en Actas de la Séptima Conferencia Internacional sobre Crudo Pesado y Arenas Bituminosas de UNITAR (UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands), Octubre 27-30, 1998, Beijing, China, 1998-011: 2.

166 Véase por ejemplo Antonio Diego, René Ocampo, Marco A. Martínez, Gustavo A. Tamayo y Ernesto Alarcón, “Emulsiones de agua en combustóleo para reducir las emisiones de partículas inquemadas en calderas”, Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas, septiembre-octubre 1997; René Ocampo Barrera “Combustión de emulsiones de agua en combustóleo y perspectivas de aplicación en México”, Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas, mayo-junio 1998; Antonio Diego, Marco A. Martínez, Gustavo A. Tamayo, Ernesto Alarcón y Carlos Meléndez, “Desarrollos en la tecnología para la combustión de emulsiones agua en combustóleo mexicano”, Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas, mayo-junio 2001. En estos artículos se puede acceder a una amplia bibliografía científica sobre el tema.

ha sido suficiente como para compensar por los considerables costos variables y de capital adicionales que implica emulsificar el combustible residual.<sup>167</sup> En el caso de la Orimulsión, desde luego, Bitor podía darse el lujo de ignorar esta restricción económica, porque los costos adicionales corrían por cuenta del Estado venezolano.

En suma, la Orimulsión de ninguna manera constituye una alternativa de generación menos costosa, ni superior desde un punto de vista ambiental, para el sector eléctrico venezolano. Y la verdad es que **la propuesta de utilizar las instalaciones existentes de producción de Orimulsión para satisfacer la demanda doméstica de combustibles de generación no es más que un pretexto para mantener vivo al producto, a la espera de un cambio de circunstancias en el entorno político que permitiera resucitar el negocio en su concepción original.** De hecho, cuando se toma en cuenta que los promotores del producto siempre pensaron que una de las debilidades del negocio radicaba en que “la inexistencia de un proyecto representativo [de Orimulsión] en Venezuela [era] causa de desconfianza en clientes potenciales”<sup>168</sup>, la adopción doméstica de la Orimulsión parecería ser una condición indispensable para convencer a nuevos clientes potenciales en el exterior de que su producción no se volverá a interrumpir por causa de mandatos gubernamentales.<sup>169</sup> No se necesita ser adivino

---

167 De hecho, Lietuvos Elektrinė y NB Power ahora quemán combustibles residuales emulsificados en sus calderas, pero huelga decir que el precio de dichos residuales no tiene ninguna relación con el precio del carbón.

168 Gerencia de Planificación de Exploración y Producción PDVSA/Gerencia de Planificación de Bitor, op. cit.: 9. Manuel Pulido (quien fuera miembro del directorio de PDVSA que promovió el Paro Petrolero), admitió: “una de las debilidades para la venta de la Orimulsión, como de la mayoría de las tecnologías venezolanas, ha sido ¿por qué si es tan buena no se utiliza en Venezuela?” (“A propósito de la Orimulsión”, *Interciencia*, 29 (4), 2004: 8).

169 Como muestra, basta citar la crítica que hace Requena de la decisión del MENPET de poner fin a la Orimulsión: “el trasladar responsabilidad a quienes desarrollaron Orimulsión o a los encargados de su comercialización no es justo, ya que esa materia ha sido y es exclusiva competencia del Ministerio de Energía y Minas, un órgano eminentemente político al que obviamente se le escapó de su control el asunto. Ante la unilateral y sorpresiva decisión de desfasar la Orimulsión del mercado, se ha debido brindar mayores consideraciones a contratos y posiciones en el mercado. Si bien nunca es tarde para remendar el capote, no conviene resentir asociaciones de vieja data. Conductas como estas no promueven nuestra imagen como proveedor estable y confiable. De hecho y muy

para vaticinar que, si se comenzara nuevamente a producir Orimulsión para el mercado venezolano, muy pronto se empezarían a oír voces sugiriendo que como la demanda doméstica no es suficiente para agotar toda la —absurdamente sobredimensionada— capacidad disponible, convendría empezar a exportar Orimulsión nuevamente, en aras de “optimizar” el uso de los activos y “maximizar” los ingresos.

La mejor manera de cerrar este apartado es abordando la interrogante que planteara Al-Shereidah en su apología a favor del uso doméstico de la Orimulsión: “¿Hay algún impedimento constitucional o ambiental que inhabilita el uso endógeno de un producto 100% venezolano? Una pregunta así no puede quedar sin respuesta y sin un debate desprovisto de prejuicios”.<sup>170</sup> La respuesta a esta absurda pregunta, desde luego, es que no existen tales impedimentos, pero que sí existen impedimentos insuperables de índole económica, que el gobierno venezolano ya no está dispuesto a ignorar simplemente para satisfacer a quienes dogmáticamente (pero eso sí, *sin prejuicios*) creen que “la bondad de un producto como Orimulsión va más allá de los réditos de su comercialización”<sup>171</sup>, o que “por razones de índole estratégica, si la Orimulsión no fuera rentable [igual] deberíamos desarrollarla”.<sup>172</sup> Como opción para la generación doméstica de energía eléctrica, la Orimulsión solamente hará sentido el día en que Venezuela se convierta en un país importador de petróleo. Y ese día todavía está muy, muy lejos.

## Conclusión

Hoy por hoy, aunque inexplicablemente no exista consciencia de ello ni en Venezuela ni fuera de ella, casi el treinta por ciento del petróleo crudo que se produce en el país proviene de la FPO. De este volumen, más o menos las dos terceras partes se procesan en plantas de

---

probablemente, ¡la han afectado seriamente!”. (Jaime Requena, “Orimulsión: novel combustible para una política no precisamente de estado”, *Interciencia*, 29 (4), 2004: 11).

170 Marianna Párraga, *ibid.*

171 Requena, *op. cit.*: 11.

172 Fernando Travieso Lugo, *Determinantes geopolíticos de la Orimulsión y sus consecuencias político-económicas para Venezuela, Latinoamérica y el mundo.* (S.L., S.F.), 2005: 28.

mejoramiento, y el resto se vende como componente de segregaciones pesadas de exportación. Además, en años por venir, tanto la producción total de crudo en la FPO como la participación porcentual del mismo en la producción total de Venezuela seguirán en franco ascenso. A la luz de estas estadísticas resulta obvio, entonces, que Venezuela ya ha logrado su objetivo de largo plazo de “entrar en grande en la FPO”.

El Ministerio de Petróleo dio a este objetivo una alta prioridad desde antes de que se nacionalizara la industria petrolera venezolana. Y ya desde entonces se tenía plena consciencia que el principal desafío que habría que superar para alcanzarlo sería el de reducir los elevadísimos costos que suponía llevar el crudo extra pesado de la FPO del yacimiento al mercado. A partir de 1976, la industria petrolera nacionalizada dedicó una parte muy significativa de su presupuesto de investigación y desarrollo a este desafío, y virtualmente no hubo ninguna área del amplio espectro tecnológico relevante para las actividades de explotación de la FPO (desde técnicas de estimulación artificial de yacimientos hasta catalizadores avanzados) que no fuera objeto de intenso estudio.

**Durante años**, en Venezuela se cultivó una imagen del negocio de Orimulsión que lo presentaba como la más exitosa expresión de este despliegue tecnológico. De hecho, **la Orimulsión fue caracterizada como la innovación que contribuiría decisivamente a abatir los costos de entrada (es decir, los requerimientos iniciales de inversión) en la FPO. Ahora bien, los costos en la FPO efectivamente acusaron un marcado descenso a lo largo del período que se puede llamar de auge de la Orimulsión (1996–2002). Y esta evolución de los costos efectivamente fue lo que permitió la “entrada en grande” de la industria a la región:** para 1998, la producción de crudo extra pesado en la FPO ya alcanzaba los 335 MBD (cifra que incluye los volúmenes utilizados para producir Orimulsión).<sup>173</sup> **Sin embargo, la Orimulsión no contribuyó en nada a esta tendencia descendiente de los costos. El factor decisivo en este proceso fueron los grandes**

---

173 Manolo Reina, Francisco Otero y Manuel González, “Some Experiences with Horizontal Drilling in Heavy and Extra-Heavy Crude Fields in Eastern Venezuela”, Actas de la Séptima Conferencia Internacional sobre Crudo Pesado y Arenas Bituminosas de UNITAR (UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands), Octubre 27-30, 1998, Beijing, China, 1998-178: 2.

**avances (a nivel global) en materia de perforación horizontal, y el desarrollo de bombas eléctricas sumergibles y bombas de cavidad progresiva de alta capacidad.** La introducción de estas tecnologías en Venezuela a lo largo de la década de los años noventas se tradujo en un aumento significativo de la productividad por pozo en la FPO (Gráfico G4.11), la cual se incrementó (en promedio) de menos de 200 BD a 1,400 BD, y todo ello sin la necesidad de recurrir a la estimulación térmica.<sup>174</sup> Para 1998, el 40 por ciento de la producción en la FPO provenía de pozos horizontales equipados con este tipo de bombas, lo cual permitió que los costos de producción cayeran en un 50 por ciento respecto a su nivel de 1990.<sup>175</sup>

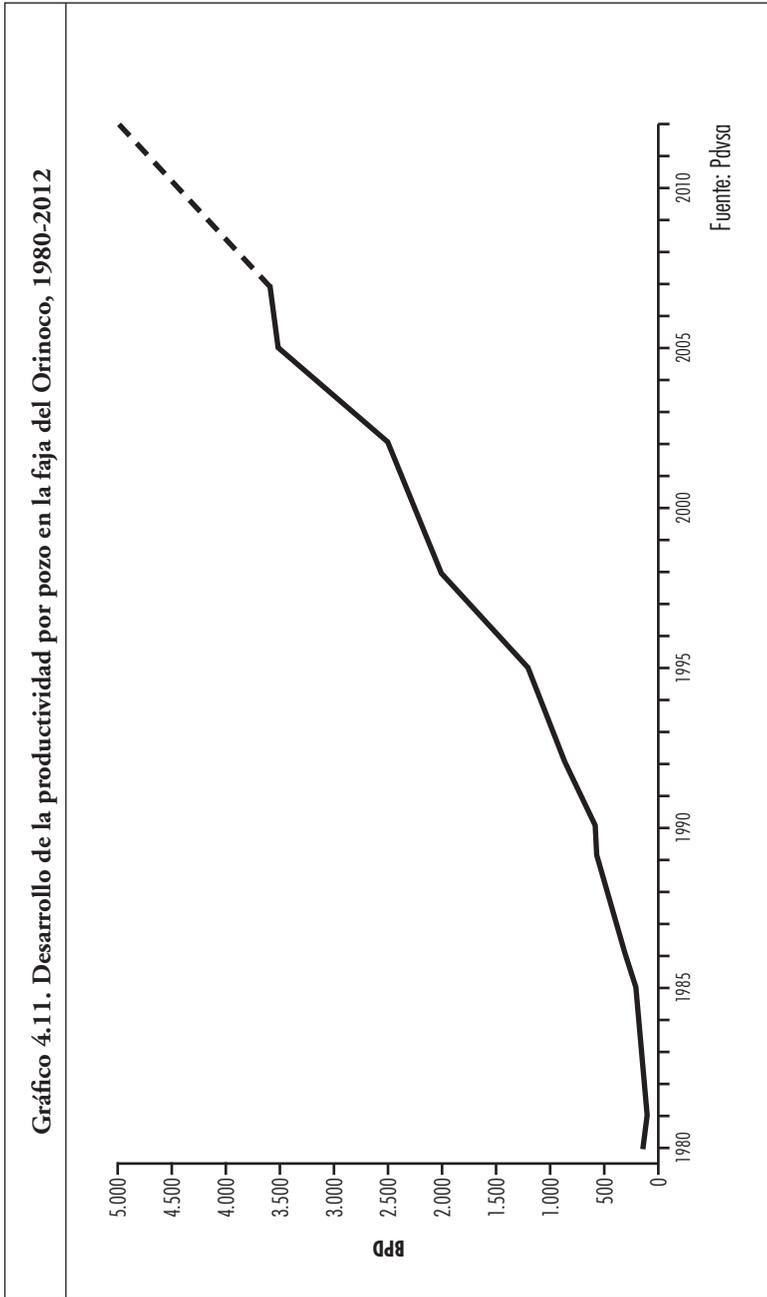
Para principios de los años noventas, las técnicas de perforación horizontal se habían vuelto bastante comunes. Sin embargo, el desafío tecnológico especial de la FPO incluía mantener la geometría del pozo cuando se perforaba y producía en arenas pobremente consolidadas. El incremento en la capacidad de manejo de las bombas de cavidad progresiva fue un paso esencial para liberar el potencial de la FPO. Esto no era porque dichas bombas tuvieran que bombear una lechada (*slurry*) de arena —el plan para las arenas canadienses— sino porque los primeros modelos de bombas se tenían que cambiar cada seis meses. De hecho, las secciones verticales de los pozos también se tenían que someter a reparación cada seis meses, ya que no podían manejar el volumen producido por pozos multilaterales que crecían cada vez que se completaba una nueva sección horizontal.

Para contextualizar mejor el enorme impacto que tuvieron estos avances tecnológicos sobre la viabilidad económica de las actividades de producción en la FPO en su conjunto, basta pensar que el proyecto DSMA contemplaba la perforación de 1,600 pozos verticales

---

174 Kurt S. Abraham “Venezuela Bets on Heavy Crude for Long Term”, *World Oil*, vol. 218, no. 1 (January 1997): 122. Los datos del gráfico provienen de PDVSA, Proyecto Carabobo. Proceso de selección de socios para el desarrollo del Área Carabobo. Faja Petrolífera del Orinoco. Venezuela. Bloque 1, áreas central y norte. Bloque II, área norte. Bloque IV, área oeste. Caracas, PDVSA, 2008: 7.

175 Ignacio Layrisse y Jesús Chacín, “The Impact of Technology on the Exploitation of the Orinoco Oil Belt: Results and Future Trends”. *Actas de la Séptima Conferencia Internacional sobre Crudo Pesado y Arenas Bituminosas de UNITAR (UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands)*, Octubre 27-30, 1998, Beijing, China, 1998-001: 1.



tradicionales para producir 180 MBD de crudo extra pesado, mientras que el proyecto OCN (hoy Petromonagas), basado en tecnología de perforación horizontal, contemplaba la perforación de solamente 385 pozos a lo largo de toda la vida del proyecto.<sup>176</sup> El costo total de perforación para el proyecto DSMA era de 1,400 MMUSD, cifra que en términos *nominales* equivale al costo *total* del proyecto integrado de mejoramiento emprendido por OCN (en dólares de 1998, el costo total de perforación del proyecto DSMA habría sido de aproximadamente 2,200 MMUSD).<sup>177</sup> Además de esto, los costos variables de cada pozo para el proyecto DSMA hubieran sido cuando menos tres veces más altos que los costos actuales de cada pozo de OCN (Petromonagas), ya que el plan de desarrollo DSMA contemplaba utilizar estimulación térmica en hasta 1,000 pozos por año.<sup>178</sup> Aún así, las cifras esperadas de productividad por pozo apenas habrían llegado a la mitad de las que el proyecto OCN (Petromonagas) ha logrado obtener produciendo en frío mediante pozos horizontales. Adicionalmente, debido al elevado número de pozos a perforarse, el proyecto DSMA suponía la construcción de una urbanización para poder alojar a todos los trabajadores y contratistas necesarios, así como a sus dependientes.<sup>179</sup> En cambio, debido a sus requerimientos menores de mano de obra, el proyecto OCN pudo llevarse adelante sin que PDVSA y sus socios extranjeros tuvieran que ocuparse de cuestiones de urbanización o servicios públicos, lo cual supuso otro considerable ahorro. Finalmente, a todo esto hay que agregar que, aunque las respectivas plantas de mejoramiento (e infraestructura asociada) de los proyectos DSMA y OCN eran muy similares tanto en su capacidad como en su concepción, en términos

---

176 Stone and Webster Overseas Consultants, op. cit.: 8-9.

177 Stone and Webster Overseas Consultants, op. cit.: 44.

178 Servello, op. cit.: 158.

179 Según estimaciones del CENDES, la puesta en marcha del proyecto Cerro Negro de Lagoven hubiera implicado la generación de “aproximadamente 5,000 empleos directos en la zona lo que, considerando el tamaño promedio de la familia petrolera en Oriente, daría una población directamente dependiente del petróleo de unas 30,000 personas”. Además, por los requerimientos técnicos del trabajo, cuando menos la mitad de esa mano de obra se habría tenido que reclutar en otras regiones de Venezuela (CENDES, Estudio de prediagnóstico para el Plan Maestro de Ordenamiento Territorial de la Faja Petrolífera del Orinoco. Fase 1: Prediagnóstico de la Sub-área Anzoátegui-Monagas; Volumen 1: 52.)

reales la segunda terminó costando una fracción del costo estimado para la primera: 986 MMUSD *versus* 3,800 MMUSD en dólares nominales (5,850 MMUSD en dólares de 1998).

La etapa inicial de crecimiento de la producción de crudo extra pesado en la FPO estuvo ligada a la disponibilidad de crudo ligero para utilizar como diluyente. Hoy por hoy, sin embargo, y en buena parte gracias a la re-nacionalización de las plantas de mejoramiento, las actividades de la industria petrolera venezolana en la FPO han entrado a una etapa de madurez, en la cual la limitante que representaría una posible escasez de diluyente se ha vuelto mucho menos restrictiva de lo que era en el pasado. La coordinación –a través de la CVP– de las actividades de producción y mejoramiento de las cuatro plantas mejoradoras, así como de Petrolera Sinovensa y la unidad de producción de PDVSA en el distrito Morichal, ha permitido integrar y racionalizar el uso de diluyentes (naftas, crudo ligero y crudo mejorado), y de paso liberar crudo tipo Mesa para exportación. La mejor evidencia de ello se puede encontrar en las acciones que PDVSA y las empresas mixtas en la FPO tomaron a principios de 2009 en respuesta al acuerdo de reducción OPEP de diciembre de 2008.

La evolución de los precios en el mercado petrolero internacional entre 2000 y 2008 puso de relieve de una forma particularmente nítida que la Orimulsión, más que una opción viable de negocio, representaba un callejón sin salida para Venezuela. En retrospectiva, resulta obvio que la Orimulsión nunca fue necesaria para agilizar y adelantar el desarrollo de la FPO. Y gracias a la recuperación del control soberano del estado venezolano sobre sus recursos petroleros, hoy lo es menos que nunca.

## **Resumen**

La Orimulsión siempre fue presentado como una novedosa solución, cien por ciento venezolana, al añejo y difícil problema de los costos en la FPO. En realidad, la proposición de que la Orimulsión era un negocio con una intensidad de capital modesta era tan falsa como aquella que decía que la Orimulsión se preparaba con bitumen natural.

En un panorama como el que caracterizó al mercado petrolero hasta principios de la década de los años novecientos setentas inclusive,

no existían las condiciones para considerar seriamente el desarrollo de los colosales recursos de la FPO. Esta situación de relativa marginalidad de la FPO fue cambiando en la medida que el equilibrio de la balanza de oferta/demanda en el mercado mundial se hizo cada vez más precario. El creciente interés de la industria petrolera internacional en la FPO se vio replicado en Venezuela, debido a la aceleración de la declinación de los mayores campos en las concesiones venezolanas, y la inminencia de la reversión de dichas concesiones. Para cuando se sucedieron el Shock Petrolero de 1973-4, primero, y la nacionalización de la industria petrolera venezolana, después, la cuestión del desarrollo comercial de la FPO sin duda ocupaba ya el lugar de privilegio en la agenda petrolera de Venezuela.

Tras obtener el control operativo de la FPO, PDVSA emprendió un extenso esfuerzo exploratorio que habría de durar cuatro años e involucraría la perforación de más de 600 pozos exploratorios a todo lo largo y ancho de la misma. Una vez concluido el estudio, la diversidad de conceptos respecto a posibles vías para explotar la FPO cristalizó en torno a dos proyectos concretos. El primero era el proyecto integrado de mejoramiento DSMA El segundo proyecto (Guanipa 100+), involucraba la producción de segregaciones comerciales a partir de crudos extra pesados y crudos más ligeros. El proyecto DSMA traía aparejado un precio extraordinariamente elevado: 6,700 MMUSD (equivalentes a 10,500 MUUSD en dólares de 2008). El costo del proyecto Guanipa 100+ era apreciablemente menor, aunque de ninguna manera despreciable.

La caída en el nivel general de precios del petróleo a partir de 1982 llevó a un replanteamiento radical del alcance de ambos. El gobierno venezolano pospuso el proyecto DSMA indefinidamente. El proyecto Guanipa 100+ tampoco se instrumentó conforme a los planes originales, pero una parte considerable de los pozos contemplados para el proyecto de hecho se perforaron.

Fue mediante los pozos perforados para Guanipa 100+ que las filiales de PDVSA pudieron incrementar muy significativamente su producción de segregaciones pesadas elaboradas a partir de crudos de la FPO, gracias a los grandes descubrimientos de El Furrial y otros campos de crudo ligero en el Oriente durante la década de los años novecientos ochentas. Sin embargo, ante la opinión pública, PDVSA no cesó de lamentar que el mercado petrolero internacional siguiera

enviando la señal de que el suministro de crudo mejorado del Orinoco no era económico. PDVSA insistía que era imperativo encontrar, en el corto plazo, una alternativa de bajo costo al mejoramiento ya que, de lo contrario, Venezuela continuaría sin sacar provecho del activo potencialmente más valioso con el que contaba: la FPO. Esta alternativa de bajo costo debía ser, justamente, la Orimulsión. Sin embargo, para cuando este planteamiento fue hecho, ya se había disipado definitivamente cualquier duda de que colocar crudo extra pesado en el mercado mezclándolo con crudos más ligeros era una opción viable y económicamente más atractiva que la Orimulsión

A principios de la década de los años novecientos noventas, PDVSA concebía y presentaba su estrategia de desarrollo de la FPO en función de dos vertientes complementarias: Orimulsión (vertiente de corto plazo) y mejoramiento (vertiente de largo plazo). El principio rector de dicha estrategia era la maximización a ultranza de los volúmenes de producción de petróleo y la cuota de mercado del crudo venezolano, en despecho de cualquier consideración de precio o ingreso fiscal. La Orimulsión, por su parte, hacía sentido en el contexto de esta estrategia porque su producción requería un diluyente disponible en cantidades ilimitadas (agua), amén de que sus posibilidades de colocación en el mercado eran ante todo una función de su precio extraordinariamente bajo.

En el considerable esfuerzo de propaganda que PDVSA desplegara para popularizar la Orimulsión al interior de Venezuela, siempre se puso máximo énfasis sobre los limitados requerimientos de capital que supuestamente hacían de este negocio una proposición irresistible. En realidad la aparente modestia de estos requerimientos de capital a comparación de los de otras alternativas (notablemente el mejoramiento) se debía a que, para efectos del cálculo de los mismos, PDVSA y Bitor simplemente no tomaban en cuenta los descuentos en el precio del crudo extra pesado utilizado en la formación de Orimulsión

Los precios a los que se vendió la Orimulsión supusieron una destrucción masiva del valor económico de recursos naturales que eran propiedad de la Nación venezolana. No obstante la magnitud de dichos descuentos, los estados de resultados auditados de Bitor revelan que la Orimulsión jamás estuvo cerca de ser un negocio rentable (es decir, un negocio que pudiera cubrir de forma consistente sus costos variables y generar una tasa de retorno adecuada sobre el capital in-

vertido en él). Pero lo que resulta verdaderamente imperdonable es que, ya para 1999, en un ejercicio de evaluación estratégica interna, PDVSA y Bitor mismas habían llegado a la conclusión de que la Orimulsión *producía ganancias operativas inferiores a los costos de capital fijo y variable*, lo cual significaba que *Bitor había destruido valor a lo largo de toda su historia*. En dicho ejercicio se constató también que las perspectivas futuras para la Orimulsión lucían bastante desfavorables. Sin embargo, los resultados de este estudio nunca se hicieron públicos, y los trenes ejecutivos de PDVSA y Bitor siguieron adelante con la expansión del negocio.

Los autores del reporte *Análisis del Negocio de Orimulsión* no dudaron en identificar la causa que, a su entender, explicaba en gran parte la mediocridad de los resultados de Bitor; a saber, las enormes inversiones que supuso echar a andar el negocio de Orimulsión: 1,008 MMUSD desde sus inicios hasta finales de 1998 inclusive (lo cual, por cierto es comparable en términos nominales a la inversión en uno de los proyectos integrados de la FPO). Hay un factor que contribuyó poderosamente a elevar los costos de arranque del negocio de Orimulsión; a saber, la premura irresponsable con la que PDVSA (y más concretamente, Lagoven) buscó introducir el producto a gran escala en el mercado internacional. En un momento dado, para solucionar problemas relacionados con la estabilidad de la emulsión, Bitor tuvo que reconfigurar el proceso de producción de Orimulsión de pies a cabeza, para reemplazarlo con uno mucho más complicado, costoso e intensivo en capital. De hecho, contrariamente a lo que normalmente se supone y se dice, el proceso de desarrollo y lanzamiento de la Orimulsión fue sumamente accidentado, y exigió un enorme despliegue de recursos financieros y gerenciales por parte de PDVSA.

El diagnóstico interno de Bitor/PDVSA, con todo y lo desfavorable que es para la Orimulsión, también es incompleto, ya que pasa por alto el rubro que, desde el punto de vista cuantitativo, es el de mayor relevancia para efectos del cálculo de la intensidad de capital de la Orimulsión. Si este cálculo se hace de forma correcta, la Orimulsión queda revelada como un negocio cuya intensidad de capital, aún sobre una base incremental (es decir, proyectos pensados en función del aprovechamiento de infraestructura de producción y transporte pre-existente) de hecho era comparable a la del mejoramiento.

El punto de partida de cualquier análisis retrospectivo de ren-

tabilidad tiene que ser la cuantificación de todo el capital que ha sido dedicado al negocio. Dicho capital puede haber sido aportado al negocio a través del traslado de recursos por vía de descuentos en el precio de venta de insumos, para fundear inversiones y/o para transferir fondos gravables de una jurisdicción a otra donde la tasa de imposición es menor. Ahora bien, el precio de venta de la Orimulsión era una fracción del valor de mercado del crudo extra pesado porque se buscaba reducir de forma dramática la factura de combustible de los clientes de Bitor, para que con estos ahorros dichos clientes sufragaran los costosos equipos de desulfuración de gases de chimenea y precipitadores electrostáticos (y equipos de manejo especializados) que requería el nuevo combustible. En palabras de uno de los defensores de más alto perfil de la Orimulsión, *“lapreciación se estableció usando el carbón como referencia, absorbiendo el costo de limpiar las emisiones”*. Al incorporar el factor precios al cálculo del valor económico agregado destruido se puede ver que, a lo largo de una vida relativamente breve, Bitor se las ingenió para destruir cuando menos 10,490 MMUSD de capital perteneciente a la Nación.

Hay grandes similitudes entre la forma como funcionaban el mecanismo de precios de Bitor, por un lado, y el sistema de precios de transferencia que, durante años, fue el soporte central del programa de internacionalización de PDVSA, por el otro. La visualización de los contratos de suministro de Orimulsión como componentes centrales de negocios *integrados* resulta especialmente útil para aprehender la noción de que la Orimulsión no es un negocio menos intensivo en capital que otros, ni siquiera sobre una base incremental.

Gran parte del costo de capital del mejoramiento está dedicada a la remoción de impurezas del crudo extra pesado (notablemente azufre), para que a partir del crudo mejorado se puedan producir derivados que cumplan con las especificaciones internacionales. En el caso de la Orimulsión, el crudo extra pesado que contiene también se tiene que limpiar, solamente que en este caso la remoción de contaminantes tiene lugar después –y no antes– que el producto en cuestión ha sido consumido (es decir, quemado). El costo de este equipo de limpieza también es muy alto.

Aún antes de que la migración de las asociaciones en la FPO pusiera fin a las catastróficas condiciones económicas negociadas por la vieja PDVSA, el mejoramiento de todas formas representó

siempre una opción claramente superior a la Orimulsión desde la óptica de los efectos multiplicadores de la inversión, con todo y que los requerimientos de capital de ambos negocios eran comparables. La remoción del muy alto contenido de impurezas y contaminantes del crudo extra pesado de la FPO ANTES de la combustión (como se hace en el mejoramiento) permitía agregar valor al insumo utilizado, transformándolo en un crudo que se cotiza a un mejor precio. En cambio, remover estas impurezas DESPUÉS de la combustión, como se tenía que hacer con la Orimulsión, solamente agregaba costos, ya que los gases de chimenea carecen de valor alguno aún después de ser limpiados (pero no por ello deja de ser obligatorio limpiarlos). Por si esto fuera poco, en el caso de la Orimulsión, el capital necesario para limpiar el crudo extra pesado se tenía que emplear fuera de Venezuela, y es fuera de Venezuela donde se sentía la derrama económica asociada a estas inversiones, en términos de empleo y efectos multiplicadores. En cambio, la derrama económica de los proyectos de mejoramiento se concentra en Venezuela, como tan elocuentemente lo demuestra el enorme complejo industrial que ha surgido en Jose.

Si el precio bajo de la Orimulsión solamente beneficia al consumidor internacional de electricidad, cabría preguntarse si utilizar Orimulsión domésticamente permitiría que los consumidores venezolanos de electricidad fueran quienes capturarán los beneficios económicos del bajo precio del producto. La respuesta a esta pregunta es negativa, porque la mayor parte del precio que pagan los consumidores internacionales por los hidrocarburos provenientes de Venezuela es renta petrolera. Esta retribución patrimonial no aplica en el caso de los hidrocarburos que se utilizan domésticamente en Venezuela, por la sencilla razón de que el dueño del recurso natural (el pueblo venezolano) no puede pagarse a sí mismo por lo que es suyo, ni aunque quisiera hacerlo.

Exactamente a la inversa de lo que sucede en el caso del mercado de exportación, en un análisis de oportunidad que involucre al mercado interno venezolano, el parámetro decisivo de evaluación tiene que ser el de los costos de producción totales.

Los costos de preparación de la Orimulsión siempre fueron mayores, por un margen significativo, a los costos variables involucrados en la refinación de petróleo. Aún en el caso de que no fuera así, generar electricidad a partir de combustible residual siempre será una alternati-

va económicamente más atractiva que hacerlo a partir de Orimulsión. Ni siquiera en el caso de que todos los costos de refinación se imputaran a la fracción de residuo haría sentido dedicar dinero a producir Orimulsión, en lugar de gastarlo en producir combustible residual, por la sencilla razón de que esto último supondría también dejar de producir gasolina, diesel y todos los demás productos indispensables para los cuales la Orimulsión no es un sustituto.

Si la Orimulsión tuviera un impacto perceptiblemente menor sobre el medio ambiente, a comparación del combustible residual, esto complicaría un poco el análisis costo/beneficio, pero la supuesta superioridad de la Orimulsión en este aspecto es otra de las muchas distorsiones propagadas por sus defensores. Las bondades de la combustión de Orimulsión, en comparación con la de combustible residual, eran atribuibles exclusivamente al contenido de agua de la primera, y no a alguna característica intrínseca del dizque “bitumen natural del Orinoco” a partir del cual ésta se producía. Esto quiere decir que el combustible residual podría quemarse con la misma eficiencia y emisiones de óxidos nitrosos que la Orimulsión (a costa de cierto aumento en las emisiones de dióxido de azufre por kilovatio producido), siempre y cuando se le sometiera a un proceso de emulsificación similar.

En todo caso, la propuesta de utilizar las instalaciones existentes de producción de Orimulsión para satisfacer la demanda doméstica de combustibles de generación claramente no es más que un pretexto para mantener vivo al producto, a la espera de un cambio de circunstancias en el entorno político venezolano que permitiera resucitar el negocio en su concepción original.

Durante años, la Orimulsión fue caracterizada como la innovación que contribuiría decisivamente a abatir los costos de entrada (es decir, los requerimientos iniciales de inversión) en la FPO. Ahora bien, los costos en la FPO efectivamente acusaron un marcado descenso a lo largo del período que se puede llamar de auge de la Orimulsión (1996–2002). Y esta evolución de los costos efectivamente fue lo que permitió la “entrada en grande” de la industria a la región. Sin embargo, la Orimulsión no contribuyó en nada a esta tendencia descendiente de los costos. El factor decisivo en este proceso fueron los grandes avances (a nivel global) en materia de perforación horizontal, y el desarrollo de bombas eléctricas sumergibles y bombas de cavidad progresiva de alta capacidad.

La evolución de los precios en el mercado petrolero internacional entre 2000 y 2008 puso de relieve de una forma particularmente nítida que la Orimulsión, más que una opción viable de negocio, representaba un callejón sin salida para Venezuela. En retrospectiva, resulta obvio que la Orimulsión *nunca fue necesaria para agilizar y adelantar el desarrollo de la FPO*. Y gracias a la recuperación del control soberano del estado venezolano sobre sus recursos petroleros, hoy lo es menos que nunca.



## 5.

## LA ORIMULSIÓN Y EL PRECIO DE LOS RESIDUALES

En las dos secciones anteriores, se llevó a cabo un ejercicio de cuantificación **de los daños económicos directos que la Orimulsión causó a Venezuela**, en la forma de la destrucción de valor del capital dedicado a este absurdo negocio (ya fuera bajo la forma de gasto de inversión, o bien bajo la forma de descuentos respecto al precio justo de mercado para el crudo extra pesado utilizado en la elaboración del producto). Pero el recuento de daños no puede terminar allí, ya que **la Orimulsión también daba lugar a daños indirectos**.

**La estimación precisa de a cuánto ascienden estos daños indirectos, como se verá, es mucho más difícil que en el caso de los daños directos.** Además, la explicación de la relación entre estos daños indirectos, por un lado, y los mecanismos de formación de precios en ciertos segmentos del mercado petrolero internacional (así como la articulación y relación de éstos con los mercados de gas natural y carbón), por el otro, es en extremo compleja, por decir lo menos. Sin embargo, en un informe como éste, no puede obviarse una discusión en torno a estos asuntos, por la sencilla razón de que **los daños indirectos** a los que se hace referencia, más allá de su potencial cuantía, **se derivaban del impacto que tenían los patrones de penetración de la Orimulsión en el sector de generación eléctrica sobre una variable macroeconómica de importancia fundamental para Venezuela; a saber, el precio de mercado del combustible residual de alto azufre** (que es el factor de mayor peso en la determinación del precio de mercado de crudos pesados con alto contenido de azufre, los cuales a su vez representan una proporción mayoritaria de la cesta venezolana de exportación).

Como punto de partida para abordar la cuestión de los daños indirectos causados por la Orimulsión, se puede recurrir a un pasaje previamente citado del artículo de Guerrero, Pacheco y Layrisse: “Un hecho muy importante sobre el cual descansa la mayoría de los argumentos relacionados con la Orimulsión es que ella no se cuenta dentro

de la cuota venezolana de la OPEP. *Ello no es una decisión arbitraria*. Desde el inicio del desarrollo de la Orimulsión, los estrategas en PDVSA reconocieron que la Orimulsión estaba orientada a un mercado totalmente diferente al de la OPEP, específicamente a la generación de electricidad a carga base, *opuesto* al mercado de transporte que es el objetivo al cual el petróleo crudo y sus productos están dirigidos”.<sup>180</sup>

Hay dos cosas que merece la pena subrayar en estas líneas. La primera de ellas es que se admite abiertamente que la exclusión de la Orimulsión del mecanismo de cuotas constituyó una *decisión estratégica deliberada* (aunque supuestamente no arbitraria) por parte de la gerencia de PDVSA, y no un simple reconocimiento de la naturaleza supuestamente bituminosa (de “hidrocarburo no petrolero”, para usar la terminología de Bitor) del producto. El segundo aspecto resaltante es que la exclusión del supuesto “bitumen de la FPO” del mecanismo de cuotas se justifica aduciendo una desconexión radical entre el nicho de mercado seleccionado para la Orimulsión, por una parte, y el mercado petrolero propiamente dicho, por la otra. Los promotores y defensores de la Orimulsión utilizaron esta desconexión *asumida* entre estos dos mercados para argumentar que, no obstante que los precios de la Orimulsión eran sumamente bajos, esto no tenía por qué ser motivo de preocupación para nadie en Venezuela. Según ellos, “la Orimulsión no [era] sino una gota en el océano en el mercado de crudo o *fuel oil*, y permanecer[ía] así, sin importar cuánto se expand[iera] la producción en Venezuela”.<sup>181</sup> Esto, aunado a que “el mercado de la Orimulsión est[aba] separado del mercado de PDVSA para el crudo o el *fuel oil*, tanto geográficamente (Asia, Canadá e Italia versus USA, Europa y Sur América) como con respecto al usuario final (generación de electricidad versus el transporte y la industria)”, quería decir que no existía “campo para la competencia entre la Orimulsión y los crudos o el *fuel*

---

180 Guerrero, Pacheco y Layrisse, op. cit.: D-2; cursivas nuestras. El despacho en carga base se define como “la mínima cantidad de electricidad entregada o requerida sobre un período dado de tiempo en estado continuo”. El despacho en carga pico se define como “la capacidad de equipo de generación normalmente reservada para operar durante las horas de mayor carga diaria, semanal o estacional (Energy Information Agency, Electric Plant Cost and Power Production Expenses, 1993: 154).

181 Guerrero, Pacheco y Layrisse, op. cit.: D-2.

oil [combustible residual]”.<sup>182</sup> Por lo tanto, no existía tampoco ningún riesgo de que los precios bajos de la Orimulsión pudieran traducirse en un “debilitamiento de los precios en el mercado petrolero”.<sup>183</sup>

### ¿Qué combustibles desplazaba la Orimulsión?

Como tantas otras nociones en torno a los méritos de la Orimulsión, **por mucho tiempo la afirmación de que la Orimulsión no tenía impacto sobre el mercado petrolero no fue objeto de discusión alguna** en la prensa, en círculos gubernamentales, o en la opinión pública venezolana, **con todo y que los historiales de las termoeléctricas incorporadas a la lista de clientes y prospectos comerciales firmes de Bitor indicaban claramente que las calderas de casi todas ellas habían sido diseñadas para quemar combustible residual de alto azufre, y no carbón** (Cuadro C5.1).

En la medida en que la política de Plena Soberanía Petrolera comenzó a tomar forma gradualmente, fue endureciéndose la actitud del MENPET respecto a las múltiples aseveraciones sin fundamento de Bitor. Con esto, y por primera vez, las denuncias de Bernard Mommer contra la Orimulsión empezaron a encontrar cierta resonancia (Mommer fue un detractor incondicional de la Orimulsión desde los comienzos de ésta, pero hasta bien entrado 2002, la suya nunca fue más que una voz en el desierto). Y una de estas denuncias era, precisamente, que la desconexión entre el nicho de mercado para la Orimulsión, por un lado, y el mercado petrolero en general, por el otro, no era más que otro de los muchos embustes que Bitor había montado contra la Nación: “se mintió al país cuando se le informó en 1996, por ejemplo, en oportunidad de solicitar al Congreso Nacional la aprobación de una primera asociación con Bitor, que la Florida Power & Light estaba quemando carbón el cual sería desplazado por Orimulsión. La Florida Power & Light no estaba quemando ni una tonelada de carbón [véase Gráfico G5.1], ni tenía la más mínima intención de hacerlo... O, para tomar un ejemplo muy reciente, se miente al país cuando se le informa que con el contrato de suministro de largo plazo que Bitor

182 Ibid. La noción de que los mercados de italiano y canadiense estaban separados geográficamente de los mercados europeo y estadounidense es excéntrica, por decir lo menos.

183 Ibid.

**Cuadro 5.1**  
**Características de las calderas de los principales clientes**  
**y prospectos comerciales de Bitor**

<i>Nombre</i>	Combustible de diseño	<i>Status operativo</i> en el momento de la conversión a Orimulsión
AB Lietuvos Elektrinė, Lituania	Combustible residual	Activa
Arawak Cement Company Ltd., Barbados	Combustible residual	Inactiva
Duke Energy Internacional, Guatemala	Diesel	Activa
ENEL Brindisi Sud, Italia	Carbón pulverizado / combustible residual	Activa
ENEL Fiume Santo, Italia	Carbón pulverizado / combustible residual	Activa
ENEL Porto Tolle, Italia	Combustible residual	Activa
Florida Power and Light, Manatee	Combustible residual	Activa
Kansai Electric Company, Osaka, Japón	Combustible residual	Activa
Kashima Kita Electric Power Corporation, Kashima, Japón	Combustible residual	Activa
Korean Southern Power Company, Youngnam, Corea	Combustible residual	Activa
New Brunswick Power, Coleson Cove, Canadá	Combustible residual	Activa
New Brunswick Power, Dalhousie, Canadá	Carbón / Combustible residual	Activa
PowerGen, Ince, Gran Bretaña	Combustible residual	Inactiva
PowerGen, Richborough, Gran Bretaña	Carbón pulverizado	Inactiva
Power Seraya Ltd., Pulau Seraya, Singapur	Combustible residual	Activa
Samsung Fine Chemical Co., Ulsan, Corea	Combustible residual	Activa
SK Power Asnaes, Dinamarca	Carbón pulverizado	Activa

estaba por firmar con la Coleson Cove Station en New Brunswick, Canadá, se iba a desplazar carbón. Lo que se iba a desplazar, y se ha desplazado efectivamente en muchos otros casos, es, precisamente, combustible pesado”.<sup>184</sup>

Con la vigorosa intervención de Mommer en la discusión, los promotores y defensores de la Orimulsión se vieron forzados a reconocer públicamente y por primera vez, que la mayoría de los clientes de Orimulsión de hecho solían quemar combustible residual en sus

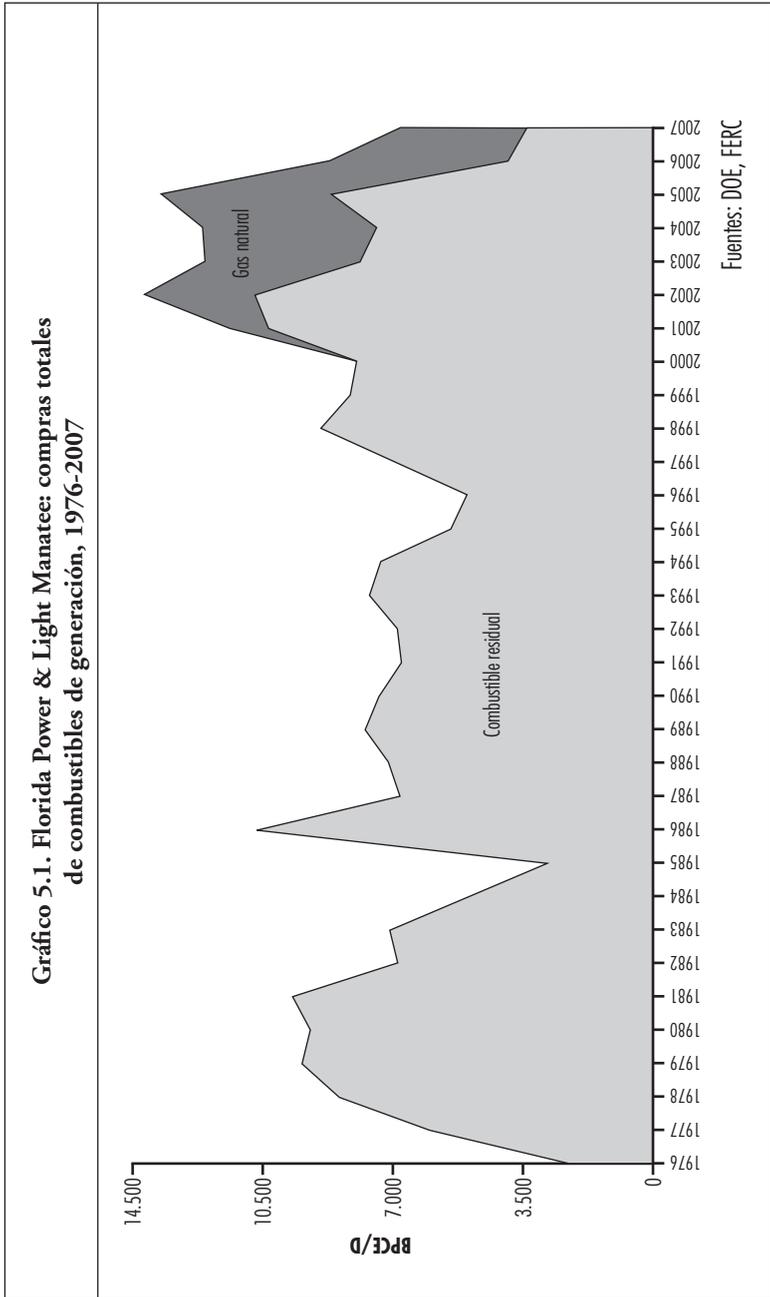
184 Mommer, El Mito...: 26. La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de Estados Unidos compilaba y publicaba estadísticas sobre los volúmenes, calidades y precios de los combustibles fósiles utilizados para la generación de electricidad en todas y cada una de las plantas termoeléctricas de los Estados Unidos. Esta información se recopilaba en un cuestionario llamado FERC Form No.423: Monthly Report of Cost and Quality of Fuels for Electric Plants. A partir del primero de enero de 2008, la compilación de estos datos se volvió responsabilidad del Departamento de Energía, que los publica en la forma EIA-923.

calderas, y no carbón (como Bitor había venido sosteniendo hasta entonces). Sin embargo, aclararon que este reconocimiento de ninguna manera implicaba la aceptación de su parte de que la Orimulsión estuviera desplazando a —y por lo tanto compitiendo con— el combustible residual, más que con el carbón. Estas dos posiciones, aparentemente incompatibles, fueron reconciliadas mediante el siguiente sofisma: “Orimulsión compite en el mercado de generación eléctrica contra una cesta de combustibles (principalmente carbón y gas) que varía según la región específica en la que se vende la electricidad generada, el llamado ‘pool’ de generación eléctrica al cual despacha la planta del cliente potencial. La competitividad la determina el costo variable del despacho (comprende el costo unitario de combustible, su poder calorífico y la eficiencia de la planta de conversión) ... [C]uando se habla de desplazar o competir contra carbón o gas, *no se trata que la planta que ahora quema Orimulsión antes quemaba carbón o gas, sino que la electricidad despachada a partir de Orimulsión desplaza una cuota de electricidad despachada en el mismo “pool” a partir de carbón o gas*”.<sup>185</sup>

Como se puede apreciar, **la idea central de este pasaje es que, independientemente de qué combustible pudiera haber desplazado la Orimulsión en una central eléctrica dada, el “novedoso combustible alternativo” venezolano siempre terminaba compitiendo con el carbón *de facto*, aunque en la práctica lo hiciera por *interposita persona*, para decirlo de alguna manera. Ahora bien, esta singular noción solamente hace sentido si el asunto de la competencia para la Orimulsión se enfoca desde el punto de vista del mercado para la electricidad**, y no desde el punto de vista de cada uno de los mercados para los diversos combustibles con los que se puede generar electricidad (la cual, vale la pena recordar, es una fuente de energía *secundaria*, producida a partir de fuentes de energía *primarias*). Y es que, efectivamente, el lugar que ocupa un kilovatio de electricidad en la prioridad de despacho en un mercado cualquiera (carga base, carga intermedia o carga pico) dependerá exclusivamente de su costo de generación ya que, a un nivel de costos dado, un kilovatio de electricidad generado con Orimulsión es indistinguible de otro generado ya sea con carbón, con gas natural, con energía nuclear, solar o eólica, con biomasa o combustible residual, o por la Gracia del Espíritu Santo.

---

185 Guerrero, Jones Parra, et al., op. cit.: 9–10.



Ahora bien, en la medida en que solamente quemando Orimulsión era posible obtener un costo de generación comparable (e inclusive inferior, como se explicó en el apartado anterior) al del carbón, es innegable que la *electricidad* generada con la Orimulsión efectivamente competía directamente con la electricidad generada mediante carbón. Y esto, por cierto, es un hecho que Mommer **NUNCA** negó. Lo que Mommer **SÍ** negó es cualquier validez al razonamiento ulterior que Bitor construyó a partir de este hecho; a saber, **que como la electricidad despachada a partir de Orimulsión desplazaba una cuota de electricidad que de otra forma hubiera sido generada con carbón o gas, y como los volúmenes de Orimulsión no se canalizaban directamente a refinerías o al sector transporte, entonces las ventas de Orimulsión a plantas generadoras diseñadas para utilizar combustible residual no podían tener incidencia alguna sobre el balance de oferta/demanda (y por ende, el nivel de precios) en el mercado petrolero, aún cuando la Orimulsión de hecho desplazara combustible residual en dichas plantas.**

Para entender por qué carece de sentido la posición de Bitor respecto al impacto de la Orimulsión sobre el mercado de residuales, basta con hacer una simple reflexión, rayana en lo tautológico: el precio de mercado de cualquier bien tenderá a ser menor en la medida en que, ya sea por influjo de la competencia o factores exógenos, los compradores establecidos de dicho bien reduzcan sus compras y sus vendedores tengan que encontrar nuevas salidas para el mismo. **Esto quiere decir que la compra de Orimulsión por parte de plantas generadoras diseñadas para quemar combustible residual no tendría ningún efecto negativo inmediato sobre el precio de este residual si y solamente si las plantas en cuestión estuvieran inactivas** (y no solo temporalmente), y la opción de quemar Orimulsión les permitiera reiniciar sus operaciones. **En caso contrario, las compras de Orimulsión por parte de estas plantas desplazarían cierto volumen de residual que de alguna u otra forma tendría que encontrar un nuevo destino, con el consecuente (e inescapable) impacto negativo sobre el precio de este producto.**

Sobre la base de estas premisas, pasemos a examinar la evidencia empírica que se desprende de las actividades comerciales de Bitor. Los datos al respecto demuestran que la condición *sine qua non* para poder asumir que las ventas de Orimulsión no afectaron negativamente el

precio del combustible residual —a saber, que los compradores de estos volúmenes no dejaron de comprar combustible residual— solamente se cumplió en dos casos, ambos de importancia marginal: la planta de cemento de Arawak en Barbados y la termoeléctrica de Ince en Gran Bretaña. Por lo que toca a **los demás clientes de cierta importancia de Bitor, las compras de Orimulsión por parte de éstos siempre fueron en desmedro de sus compras de combustible residual, las cuales en general eran bastante cuantiosas** (en gran parte porque las plantas de los clientes de Bitor en Italia, Japón y Corea quemaban residual para despacho de electricidad en carga base). **Por si esto fuera poco, en varios casos, una proporción significativa del combustible residual que la Orimulsión o bien desplazó** (New Brunswick Power Dalhousie), **o bien hubiera desplazado** (Florida Power and Light Manatee, New Brunswick Power Coleson Cove), **¡de hecho provenía de Venezuela!** Con mucho, el caso más absurdo de desplazamiento es el que habría sucedido de haberse concretado el contrato de suministro para la central de Coleson Cove. De acuerdo a la evidencia presentada en las audiencias de aprobación para el proyecto de reconfiguración de esta planta, New Brunswick Power cubría aproximadamente 52.49 por ciento de las necesidades de combustible residual de esta planta con material proveniente de Venezuela.<sup>186</sup> Por lo tanto, asumiendo que el contrato efectivamente se hubiera firmado, la entrada en operaciones del nuevo equipo de desulfuración de gases de chimenea y precipitadores electrostáticos en esta planta habría ocasionado que un producto venezolano cuyo precio hubiera sido 6.90 USD/B durante el período 1999–2002 habría desplazado a otro cuyo precio promedio en este mismo intervalo fue de aproximadamente 16.13 USD/B (ver Gráfico G5.2).<sup>187</sup> Las ventas de combustible residual a New Brunswick Power por parte de PDVSA en este intervalo generaron un ingreso total de 231 MMUSD. El ingreso anual por concepto de ventas de

186 New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities, In the Matter of an Application by New Brunswick Power Corporation Dated July 12th 2001... : 355. En la misma audiencia, otro funcionario comentó: “por más de 20 años NB Power ha comprado cantidades significativas de su petróleo en Venezuela para alimentar ... la planta de Coleson Cove” (ibid.: 630).

187 La selección de este período obedece a que el punto de partida para la fórmula de precios de Coleson Cove era septiembre de 1999, y las entregas de combustible residual a Coleson Cove se suspendieron a finales de 2002.

Orimulsión a esta central hubiera sido cercano a 60 MMUSD, pero solamente porque los volúmenes anuales de ventas se habrían casi cuadruplicado.

Contrariamente a lo que afirman en público defensores de la Orimulsión como Saúl Guerrero, entonces, nunca fue cierto que la Orimulsión “se aprovecha[ba] de las plantas que antes usaban fuel oil, pero no lo desplaza[ba] ya que estas plantas est[aban] destinadas al cierre”.<sup>188</sup> A lo que realmente estaban destinadas estas plantas, en todo caso, era a una utilización intermitente. **Nótese, además, que aún cuando la condición de que las plantas de los clientes de Bitor estuvieran destinadas al cierre se hubiera satisfecho, esto de ningún modo habría sido una justificación para el negocio, como lo sugiere Guerrero. Simplemente, habría querido decir que el negocio de Orimulsión no hubiera generado daños indirectos adicionales al colosal daño directo que de por sí suponía vender petróleo crudo extra pesado a precio de carbón.**

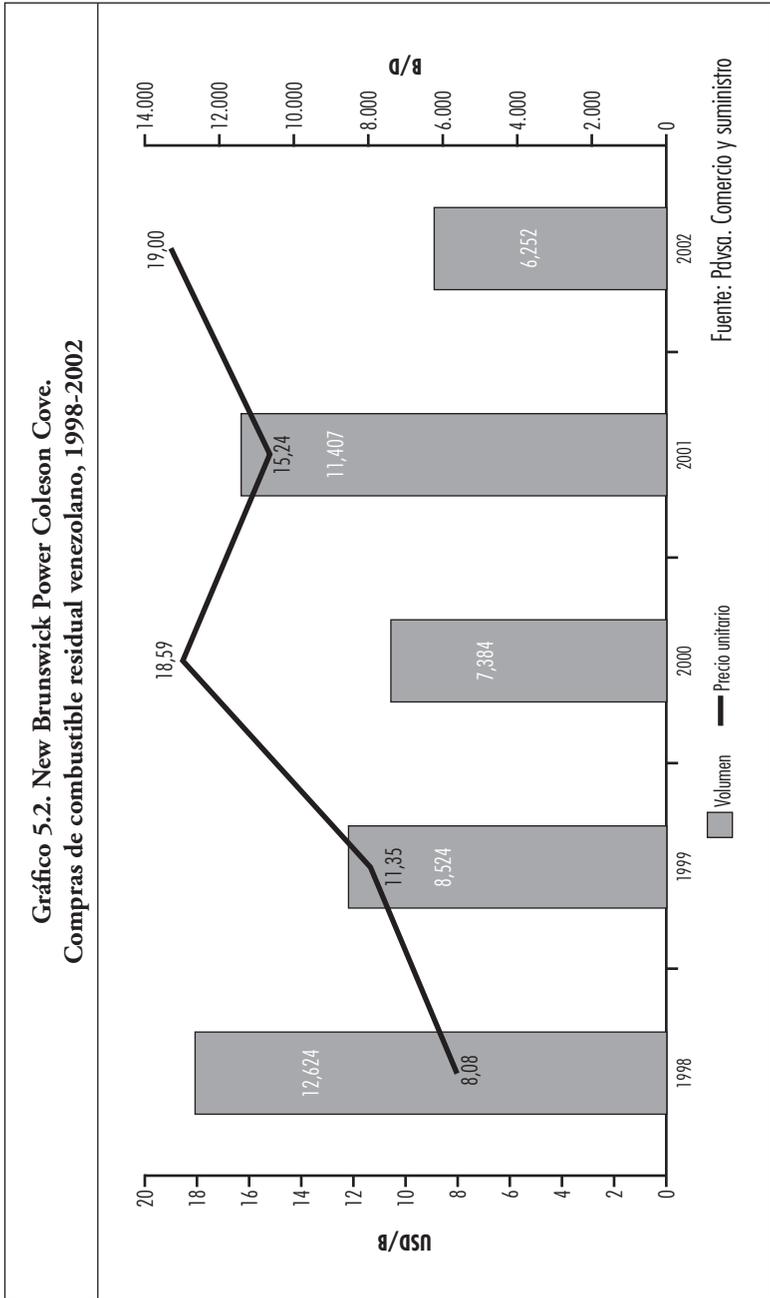
Es indiscutible, entonces, que Mommer tenía razón cuando sentenció de forma lapidaria: “la Orimulsión afecta no sólo los precios del petróleo en general sino los de las exportaciones venezolanas de combustible pesado –y, por ende, de su petróleo pesado– en particular”.<sup>189</sup> Y es sintomático de la pobreza del debate en torno a la Orimulsión que, si bien los contraargumentos de alguien como Guerrero de hecho le daban la razón a Mommer, por mucho tiempo nadie en Venezuela se quiso percatar de ello.

### **Impacto estructural de la Orimulsión sobre el mercado de combustible residual**

Los efectos insidiosos derivados del desplazamiento de combustible residual por Orimulsión no se circunscriben a su impacto negativo puntual sobre el precio de este último. Y es que la Orimulsión tenía el potencial no solamente de debilitar coyunturalmente este mercado sino también de socavar sus cimientos mismos, inhibiendo ciertos mecanismos de arbitraje económico cuya interacción de otra forma hu-

188 Saúl J. Guerrero, La realidad económica del negocio de Orimulsión. Presentación en la Universidad Católica Andrés Bello, Junio 2005: 24.

189 Mommer, La Orimulsión: verdades...: 7.



biera tendido a restablecer dicho equilibrio y, por lo tanto, a propiciar una recuperación en los precios en circunstancias de mercado adversas (para usar una metáfora médica, la Orimulsión no solamente causaba la enfermedad, sino que neutralizaba —o como mínimo obstaculizaba— la acción de la medicina que buscaba curarla). Y vale la pena resaltar, de paso, que la forma en que estos mecanismos actúan constituye una prueba contundente de la invalidez de otra de los pilares del negocio de la Orimulsión; a saber, el postulado de que hay una desconexión radical entre el mercado de carbón, por una parte, y el mercado petrolero propiamente dicho, por la otra.

Para poder explicar los efectos estructurales de la Orimulsión sobre el mercado de residuales, sin embargo, es necesario abrir un breve paréntesis para describir la conformación de éste. El volumen de residual (es decir, la fracción de petróleo crudo que destila a una temperatura de 650° F o más) producido en el mundo tiene dos usos principales. Por un lado, se puede reprocesar en plantas de conversión —desintegración catalítica, hidrodesintegración, viscorreducción, o coquización— para su transformación en combustibles más ligeros (una proporción minúscula se transforma en lubricantes y asfaltos). Por el otro, se puede quemar como combustible en calderas industriales y de embarcaciones y, desde luego, en plantas termoeléctricas. Hasta comienzos de la década de los años mil novecientos ochenta, este segundo segmento del mercado excedía en magnitud al primero por un amplio margen. Sin embargo, el efecto de los *shocks* petroleros de 1972–4 y 1979–81, aunado a la creciente severidad de la legislación ambiental en los países más desarrollados, se tradujo en una contracción brutal de la demanda de residual en el segundo segmento (y, complementariamente, en un poderoso incentivo económico para instalar plantas de conversión de residuo). Como resultado de esto, en un intervalo relativamente breve de tiempo, tuvo lugar una inversión en el tamaño relativo de ambos segmentos, y, en la actualidad, las unidades de conversión en refinerías absorben la inmensa mayoría del volumen disponible de residual en el mundo (entre 65 y 95 por ciento, dependiendo de la región de que se trate). Por esto mismo, hasta un ajuste menor en la tasa de utilización de capacidad de plantas de conversión tiene un efecto considerable sobre el balance de oferta/demanda de residuales para uso como combustibles en una región cualquiera (Gráficos G5.3).

Los residuales que no se re-procesan en refinerías tienen una gama

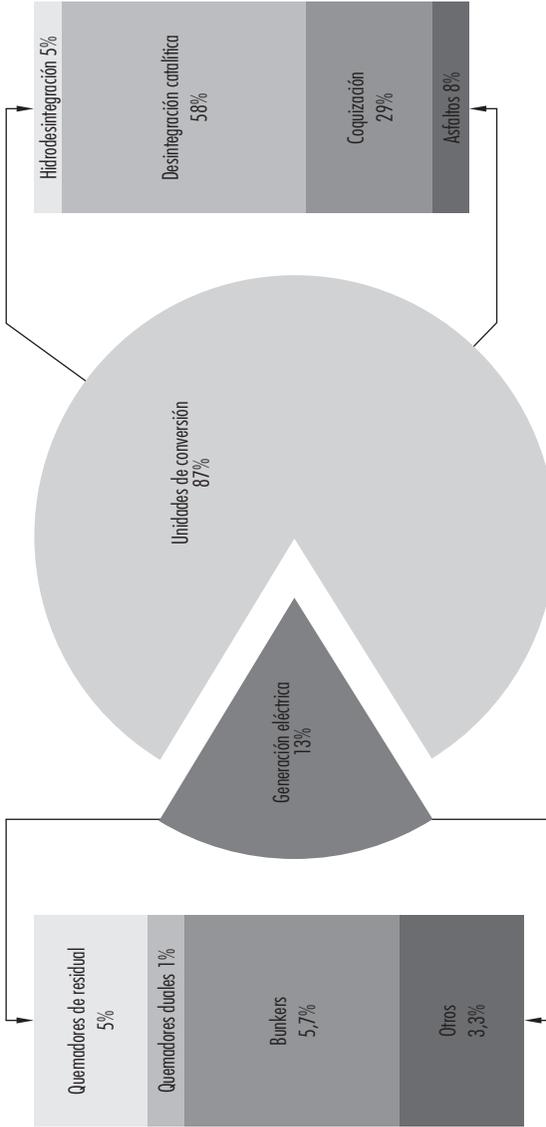
de usos bastante diversa: como combustibles para maquinaria industrial, locomotoras y algunos ingenios militares, como “bunkers” para embarcaciones, como combustible en plantas de generación eléctrica que cuentan con calderas diseñadas para quemar residuales y, finalmente, como combustible en plantas de generación eléctrica que cuentan con calderas diseñadas para quemar tanto residuales como otros combustibles. Los primeros tres de estos cuatro rubros son destinos cautivos (o sea, los compradores de residual no lo pueden sustituir con otros combustibles). Por lo tanto, es en el cuarto rubro donde la oferta y la demanda tienen que encontrar su equilibrio en el margen.

Las plantas de generación eléctrica con quemadores duales representan un segmento de mercado muy reducido (equivalente a, cuando mucho, el 2-5 por ciento del volumen disponible de residual en los principales centros de consumo), cuyo tamaño tiende a encogerse aún más con el paso del tiempo (debido al efecto sustitución que provocan las disposiciones ambientales cada vez más restrictivas, aún cuando los precios relativos del gas natural y el residual no cambien demasiado).<sup>190</sup> A raíz de esto, la liquidez en el segmento es mínima y, consecuentemente, la curva de demanda tiene una pendiente extraordinariamente pronunciada. Esto quiere decir que hasta un desequilibrio relativamente menor entre oferta y demanda en el mercado de combustible residual puede, potencialmente, desembocar en un colapso del precio del mismo. En otras palabras, en términos cuantitativos, no se necesita un gran volumen de residual sin destino asegurado para que se produzca una situación de desequilibrio catastrófico en este mercado (y, en muchas circunstancias, los volúmenes de residual que desplazó o habría desplazado la Orimulsión en termoeléctricas de gran tamaño hubieran sido más que suficientes para que esto acaeciera).

---

190 Como señaló el DOE en un estudio del uso de combustible residual en calderas industriales, hay una clara asimetría en la curva de sustitución en el margen entre gas natural y combustible residual, ya que muchos consumidores “no demuestran inclinación a aumentar su utilización de [combustible residual] con relación al gas, aún cuando enfrenten precios equivalentes para ambos ... Los industriales manufactureros prefieren el gas natural al combustible residual cuando pueden escoger razonablemente entre ambos combustibles” (DOE, Fuel Oil Use in Manufacturing. Washington D.C., EIA Office of Oil and Gas, 2000: [http://www.eia.doe.gov/emeu/consumptionbriefs/mecs/fueloil/mecs\\_fueloil\\_use.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/consumptionbriefs/mecs/fueloil/mecs_fueloil_use.html)).

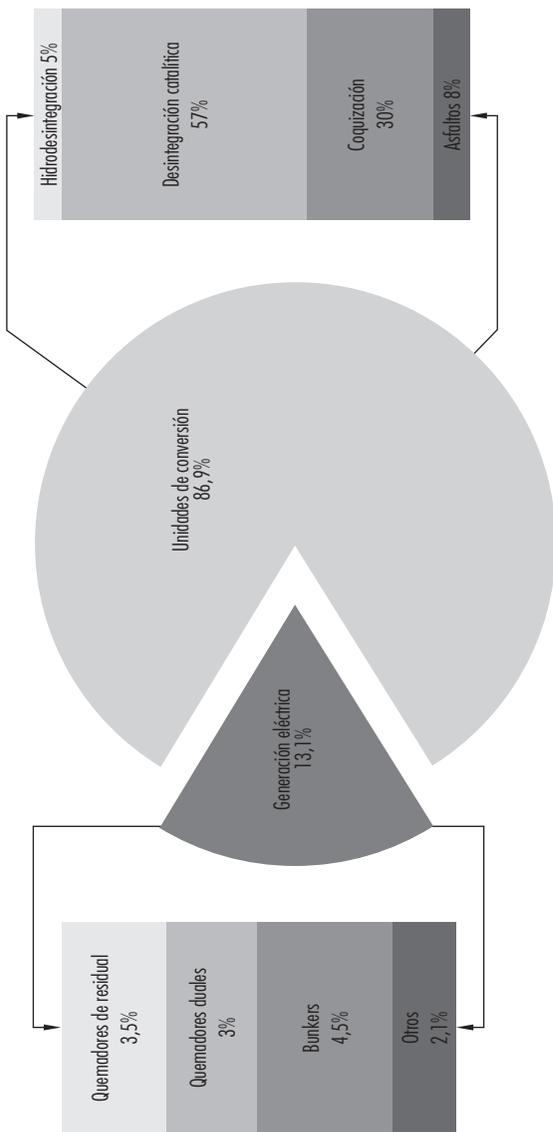
**Gráfico 5.3a. Estructura de la estructura de corrientes residuales (650 °F+) producidas en el sistema de refinación de Estados Unidos en años seleccionados, 1996**



Fuentes: DOE, FERC

Suministro doméstico total de corrientes residuales = 6,5 MMMB/D. Volumen total a termoeléctricas con quemadores duales = 56 MMB/D  
Precio spot del combustible residual en Estados Unidos = 13,61 USD/B. Precio entregado del crudo Maya en Estados Unidos = 17,95 USD/B

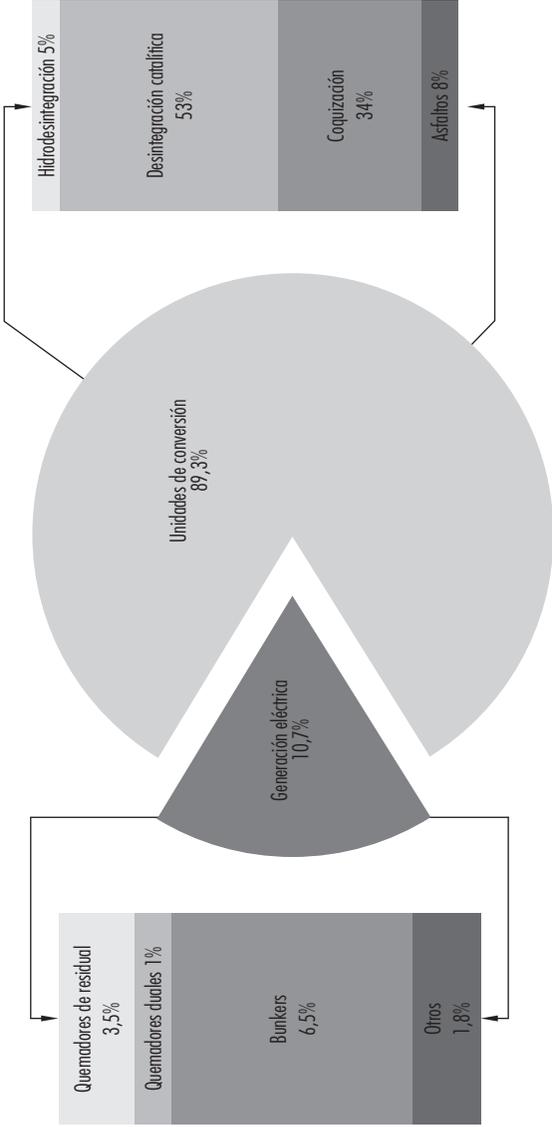
**Gráfico 5.3b. Estructura de la estructura de corrientes residuales (650 oF+) producidas en el sistema de refinación de Estados Unidos en años seleccionados, 1998**



Fuentes: DOE, FERC

Suministro doméstico total de corrientes residuales = 6,8 MMBBD. Volumen total a termoeléctricas con quemadores duales = 203 MBD  
 Precio spot del combustible residual en Estados Unidos = 19,48 USD/B. Precio entregado del crudo Maya en Estados Unidos = 9,21 USD/B

**Gráfico 5.3c. Estructura de la estructura de corrientes residuales (650 °F+) producidas en el sistema de refinación de Estados Unidos en años seleccionados, 2007**



Fuentes: DOE, FERC

Suministro doméstico total de corrientes residuales = 6,7 MMBD. Volumen total a termoeléctricas con quemadores duales = 27 MBD  
Precio spot del combustible residual en Estados Unidos = 62,04 USD/B. Precio entregado del crudo Maya en Estados Unidos = 60,93 USD/B

Debido a sus características estructurales, entonces, el mercado de residual tiene la particularidad que el impacto negativo de precio derivado del desplazamiento de dicho combustible por otro, en ciertas circunstancias, puede verse amplificado fuera de toda proporción al volumen desplazado. Y en vista de que cualquier descenso en el precio del combustible residual conlleva una reducción proporcional justamente en el precio del tipo de crudo que Venezuela exporta mayoritariamente, se puede apreciar por qué, en un contexto específicamente venezolano, el pseudo negocio de la Orimulsión luce aún más demencial.

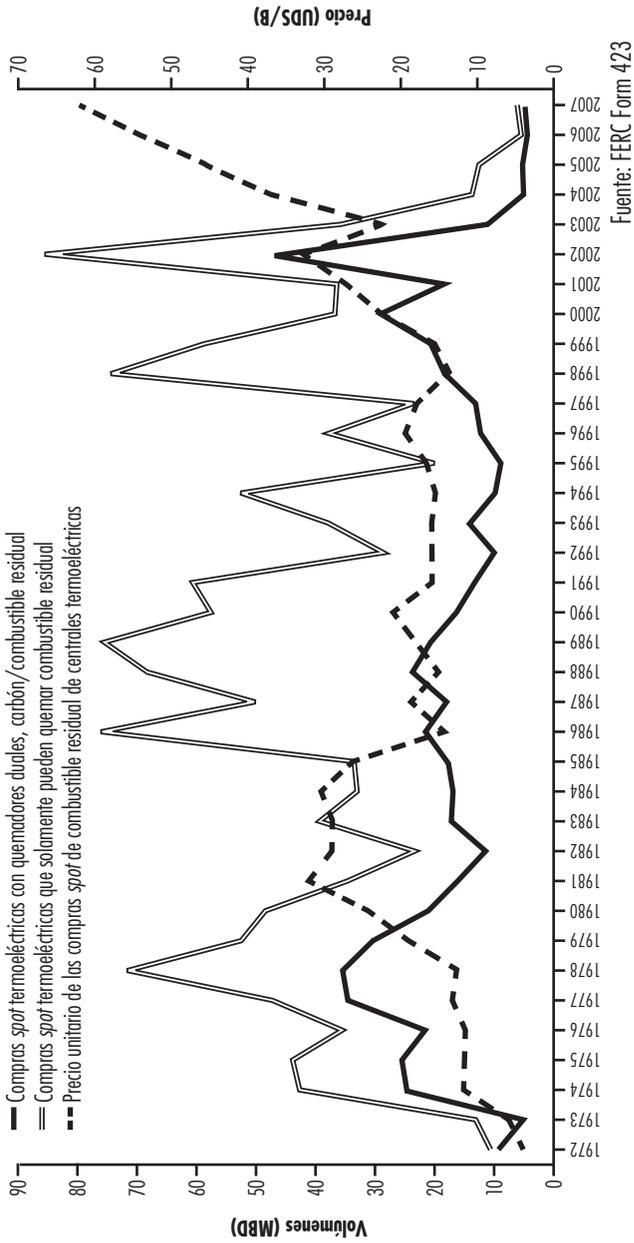
### **Efectos de la Orimulsión sobre el piso para el precio del combustible residual**

A primera vista, podría suponerse que un colapso en el precio del combustible residual como el que se describe arriba tenderá a ser tanto duradero como difícil de revertir. ¿Por qué? Pues porque para que un evento así ocurra, las unidades de conversión en refinerías en principio ya deben estar operando al máximo de su capacidad, y no debe existir ninguna demanda insatisfecha en los segmentos cautivos mencionados arriba. Por lo tanto, el restablecimiento del equilibrio en el mercado parecería requerir la construcción de nuevas unidades de conversión que a la larga terminasen por absorber el excedente de residual en el mercado (a la larga porque la construcción de dicha capacidad es un proceso que toma bastante tiempo). En la práctica, sin embargo, el mecanismo de ajuste es más inmediato: a medida que el precio del combustible residual se va abaratando, se vuelve atractivo generar electricidad para despacho de carga base en plantas que queman combustible residual, pero que de ordinario solamente operan de forma intermitente para cubrir el despacho de carga pico debido a sus mayores costos de combustible y su menor eficiencia térmica (Gráfico G5.4).<sup>191</sup> **Los kilovatios generados de esta forma desplazan, en el margen, a kilovatios que de otra forma se hubieran generado en**

---

191 Es importante hacer notar que los precios bajos del residual no inducen un efecto de sustitución marginal directa en aquellas termoeléctricas que pueden quemar tanto residual como carbón. En contraste, la sustitución directa entre combustibles en plantas de generación con quemadores duales juega un papel clave en el arbitraje entre los precios del gas natural, por un lado, y los del combustible residual, por el otro.

**Gráfico 5.4. Compras spot de combustible residual por plantas termoeléctricas en Estados Unidos y precio unitario del combustible residual, 1972-2007**



plantas a base de carbón utilizando combustible adquirido en operaciones de compra spot (es decir, compras interrumpibles).<sup>192</sup> Dadas las considerables ventajas que el residual tiene sobre el carbón –mejor combustión, menores emisiones, menores costos de manejo, transporte, mermas y seguridad– el umbral más allá del cual esta opción se vuelve muy atractiva para los generadores de electricidad es un precio para el combustible residual de 1.60 USD/MMBTU, cifra equivalente a un precio de alrededor de 10 USD/B para un crudo pesado comparable al Merey, entregado en la Costa del Golfo de los Estados Unidos (Gráfico G5.5).<sup>193</sup>

Como se puede apreciar claramente en ese mismo gráfico, las compras incrementales por parte de plantas que normalmente funcionan como capacidad de reserva en un sistema de generación son un mecanismo correctivo de gran efectividad para detener y –eventualmente– revertir descensos abruptos en el precio del combustible residual. Es más, es tan grande la capacidad de generación operable pero ociosa o semi-ociosa dedicada a combustibles líquidos, –8.5 MMBD en la OECD, de los cuales aproximadamente el 50 por ciento se encuentra en los Estados Unidos<sup>194</sup>– que gracias a la demanda potencial que representa una fracción del conjunto de estas plantas, de hecho se puede hablar de que existe un piso para el precio del residual de alto azufre (y, por extensión, para el precio de los crudos pesados y con alto contenido de azufre), justamente en torno al “umbral de sustitución indirecta” entre combustible residual y carbón de 1.60 USD/MMBTU. Desde mediados de la década de los años mil novecientos ochentas, dicho piso ha demostrado ser razonablemente resistente y estable. Es decir, en aquellas coyunturas de mercado en las cuales los desbalances entre la oferta y demanda de crudo se han traducido en un debilitamiento súbito del precio del combustible residual, este mecanismo ha impedido que el

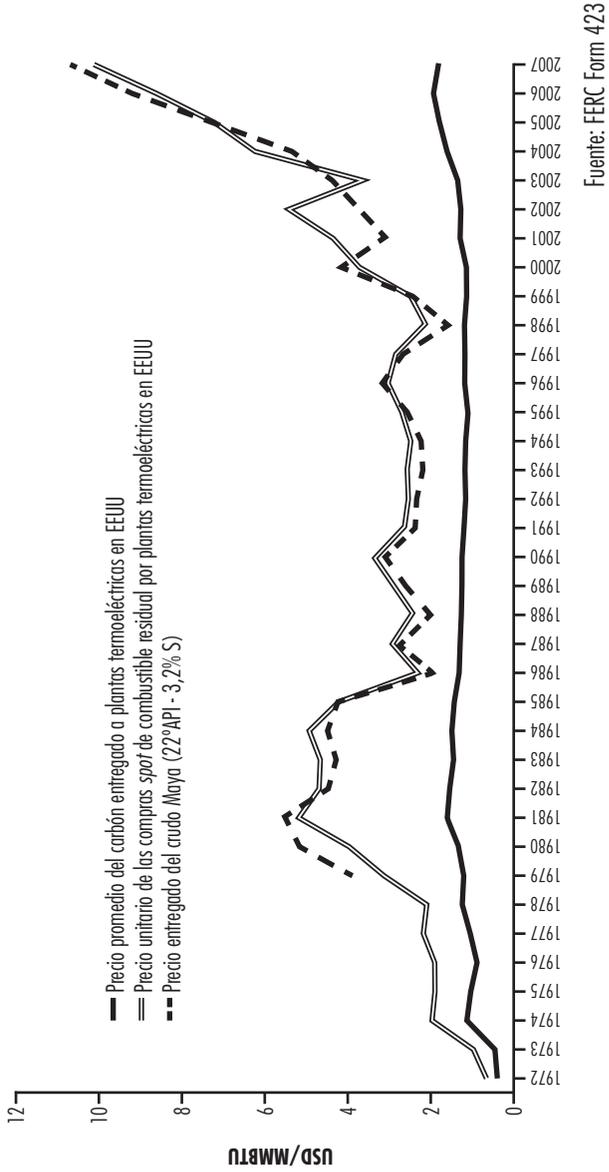
---

192 Las compras spot de carbón son aquellas que se realizan en el marco de contratos interrumpibles, los cuales generalmente tienen 2 años o menos de duración.

193 Véase Juan Carlos Boué y Liliana Figueroa, *The Market for Heavy Sour Crude Oil. The PEMEX–PDVSA Duopoly*. Oxford, Oxford Institute for Energy Studies, 2002.

194 John Paffenbarger, *Oil in Power Generation*. Paris, International Energy Agency (IEA), 1997: 62.

**Gráfico 5.5. Comportamiento de los precios del carbón, combustible residual y crudo pesado amargo, 1972-2007**



Fuente: FERC Form 423

precio del crudo pesado descienda por debajo del precio del residual por un período largo de tiempo. La principal y más devastadora excepción a esta regla ocurrió en 1998. En ese año, las compras de combustible residual por parte de plantas termoeléctricas (especialmente en los Estados Unidos) alcanzaron volúmenes sin precedentes, y sin embargo el precio del crudo pesado no reaccionó al alza. Esta situación anómala se explica porque la depresión generalizada de precios (desencadenada, vale la pena reiterarlo, por la política de producción a ultranza de la PDVSA meritocrática) era tan tremenda que sobrevino una compresión de diferenciales, con lo cual cualquier aumento de precio del crudo pesado hubiera inducido a los refinadores a sustituir dicho crudo con crudos más ligeros, cuyo precio era apenas superior al de los crudos de peor calidad. Es decir, en 1998, la compresión de diferenciales ocasionó que el techo y el piso del precio de mercado para el crudo pesado convergieran, por un periodo desastrosamente largo de tiempo.<sup>195</sup>

A partir de la exposición anterior, no es difícil entender cómo es que la Orimulsión minaba los cimientos mismos del mercado petrolero, en general, y del mercado para crudos pesados con alto contenido de azufre, en particular. **La resistencia del piso para el precio de los residuales es una función directa de la capacidad ociosa o semi-ociosa dedicada a combustibles líquidos**, muy especialmente en países donde existe también una amplia capacidad instalada de generación térmicamente eficiente a base de carbón. **Por lo tanto, en la medida en que parte de esta capacidad dedicada a combustibles líquidos se usara para quemar Orimulsión, el piso para el precio del residual se haría cada vez más frágil** (máxime si el uso de Orimulsión se popularizaba en centrales cuyos porcentajes de utilización de capacidad instalada eran más altos, como era el caso de Coleson Cove o Manatee).<sup>196</sup> De hecho, inclusive la adopción de Orimulsión

---

195 En los años 2002 y 2003 el precio del crudo nuevamente estuvo por debajo del precio del combustible residual durante un intervalo de considerable duración. En este caso, este comportamiento se debió a que el precio del gas natural se disparó (induciendo la sustitución de gas natural por combustible residual) en un momento en que los márgenes para los principales derivados del petróleo eran bastante mediocres, tirando a malos.

196 Según en las audiencias de aprobación para el proyecto de reconfiguración de la planta de Coleson Cove, el factor de utilización de capacidad de esta planta era

por parte de centrales eléctricas inactivas como la de Ince es algo que a fin de cuentas debilitaba al mercado de residual desde un punto de vista estructural (si bien es cierto que no tenía consecuencias negativas inmediatas en términos del precio del combustible residual), ya que reducía la capacidad ociosa o semi-ociosa potencialmente disponible para demandar combustible residual en caso de que el precio de éste cayera precipitadamente.

**Por todo lo anterior, no cabe duda que si los planes de producción y comercialización de Bitor se hubieran cumplido cabalmente, la Orimulsión hubiera provocado daños irreparables al mercado de residual. De hecho, el “éxito” comercial de este producto a la larga habría tenido serias consecuencias inclusive para la industria y el mercado mundial de carbón, cuyos precios spot (y, muy especialmente, aquéllos del carbón que se mueve a través del comercio internacional)<sup>197</sup> habrían tenido que descender marcadamente para que las plantas a base de carbón pudieran mantener constante su factor de utilización de capacidad ante el embate de la electricidad generada con Orimulsión (la cual, vale la pena repetirlo una vez más, era más barata que el carbón).<sup>198</sup> Esto, a su vez, habría empujado hacia abajo el piso del mercado de combustible residual, con lo cual el “umbral de sustitución” entre éste y el carbón habría tendido a converger con los costos de producción de petróleo crudo en los países del Medio Oriente.**

---

del 50 por ciento (New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities, In the Matter of an Application by New Brunswick Power Corporation Dated July 12th 2001....:252).

197 El carbón que se mueve a través del comercio internacional representa menos del 15 por ciento de la producción mundial (John Cameron, *International Coal Trade. The Evolution of a Global Oil Market*. Paris, International Energy Agency/Organisation for Economic Cooperation and Development, 1997: 19), pero es de enorme importancia para la fijación de precios a nivel mundial. Como observa Cameron, “los productores de carbón en Estados Unidos en la práctica establecen un límite superior para los precios mundiales [de éste] por su habilidad de aumentar su oferta en el corto plazo cuando el precio es atractivo, gracias a su capacidad ociosa de producción” (ibid.: 59).

198 El factor de utilización promedio para una planta a base de carbón en los Estados Unidos es de alrededor del 60 por ciento (ibid.: 59).

## Cuantificación de los daños indirectos

¿A cuánto ascienden entonces los daños indirectos imputables a la Orimulsión? O, para plantear la pregunta de otra forma, ¿cuál fue el impacto negativo de la Orimulsión sobre la rentabilidad del capital invertido en actividades de producción de crudo pesado convencional (y mejorado) en Venezuela? **Responder con exactitud estas preguntas es estadísticamente imposible en la práctica, dada la volatilidad del mercado petrolero y la gran influencia que tienen muchas y muy diversas variables estocásticas sobre el precio del petróleo crudo y sus derivados.** Pero si bien es cierto que no se puede aislar el efecto de la Orimulsión sobre el comportamiento de los precios del combustible residual, **no es exagerado decir que el total acumulado de daños indirectos causados por el producto debe contarse en cientos (y posiblemente hasta miles) de millones de dólares, aún si no se toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Dado que cualquier reducción en el precio del combustible residual afecta el precio de todo el crudo pesado que se exporta desde Venezuela y que los volúmenes involucrados son tan grandes,** no se necesita gran cosa para que las cifras de pérdidas estimadas por este concepto asuman dimensiones verdaderamente alarmantes. Por decir algo, un descenso de tan sólo 0.10 USD/B en el precio del residual, aplicado a un volumen de exportación de crudo pesado de 1.5 MMBD, habría generado un daño indirecto de 55 MMUSD por año. Y no cabe duda que esta cifra de 0.10 USD/B se debe haber excedido por un margen muy amplio en algunos años de la fase de expansión de la Orimulsión (1992–5, 1998–9, por ejemplo) cuando el mercado de residuales estaba lejos de ser boyante. **Sea como sea, en vista de la incertidumbre en torno al monto de los daños indirectos que pudo haber la Orimulsión en sus años de historia comercial, éstos no han sido incluidos en el cálculo que se presenta en este informe de los colosales costos que este funesto negocio supuso para Venezuela.**

Ahora bien, según Saúl Guerrero, el hecho de que las exportaciones a los Estados Unidos de segregaciones pesadas como el Mery no aumentaran a raíz de la desaparición de la Orimulsión constituye una clara prueba de que PDVSA nunca tuvo “el potencial de incrementar sus niveles de producción de mezclas tipo Mery como para compensar por la pérdida total de ingresos resultante del cierre del negocio

de Orimulsión”.<sup>199</sup> De esta premisa, Guerrero deriva la conclusión de que poner fin al negocio de Orimulsión no tenía sentido ni para Venezuela ni para PDVSA porque simplemente no había otra salida de mercado para los volúmenes de crudo extra pesado utilizados para preparar este producto.

Esta inferencia es inválida, ante todo, porque pasa por alto, de forma por demás conveniente, que las exportaciones de este tipo de segregaciones venezolanas a mercados distintos al estadounidense han experimentado un fuerte crecimiento a partir de 2005 (es decir, el no crecimiento del volumen de Merey y segregaciones afines enviados a Estados Unidos refleja una decisión estratégica consciente de PDVSA y no una limitación de este mercado en cuanto a su capacidad de absorber flujos de crudo pesado amargo venezolano significativamente mayores a los registrados en los años 2000–2004, por decir algo). Pero aun aceptando el doble supuesto de que Estados Unidos –y, más específicamente, la costa del Golfo– representara la única alternativa viable para el crudo extra pesado dedicado a la Orimulsión y que no existiera ninguna capacidad de alta conversión disponible en este mercado para absorber estos volúmenes, la verdad es que siempre hubiera hecho más sentido que PDVSA dedicara capital a promover la construcción de nuevas instalaciones de conversión profunda capaces de lidiar con estos crudos, en lugar de dedicarlo a la producción y venta de Orimulsión. Una buena prueba de ello se puede encontrar en el hecho de que, entre 1998 y 2000, y a cambio de una inversión directa de 1,500 MMUSD, PDVSA logró expandir en casi 400 MBD la capacidad de refinerías de alta conversión orientadas a procesar corrientes pesadas provenientes de la FPO, y localizadas en la costa del Golfo de Estados Unidos y su área de influencia.<sup>200</sup> Aunque el costo de esta iniciativa fue considerable, tanto en erogaciones directas como en precios de transferencia preferenciales para las refinerías involucradas, en términos unitarios (o sea, por barril) representó una fracción

---

199 Guerrero, “Emulsion fuels...”: 26.

200 PDVSA invirtió 319 MMUSD para acondicionar la refinería de Chalmette de tal forma que ésta pudiera procesar alrededor de 90 MBD de crudo mejorado Cerro Negro de 16° API. Adicionalmente, invirtió 270 MMUSD en la refinería de Sweeny para permitir a ésta procesar 165 MBD de crudo Merey y, finalmente, erogó 890 MMUSD para reconfigurar la refinería de Hovensa de forma que ésta pudiera procesar 120 MBD de Merey.

del costo asociado a los descuentos en el precio de la Orimulsión (y uno solo de estos proyectos de reconfiguración habría sido suficiente para absorber todo el volumen de crudo extra pesado dedicado a la producción de Orimulsión). Y, lo que es más importante aún para efectos de la discusión de este capítulo, las inversiones de PDVSA en estas refinerías no tuvieron ningún efecto negativo indirecto sobre el precio del combustible residual (al contrario, al aumentar la demanda agregada de crudo pesado contribuyeron a cerrar el diferencial entre productos ligeros y pesados, con el consecuente impacto positivo sobre el precio de todo el crudo pesado en el mercado). En todo caso, las grandes inversiones asociadas a la adquisición y reconfiguración de estas refinerías no son representativas de las erogaciones que hubieran sido estrictamente necesarias para incentivar la construcción de nueva capacidad de conversión, ya que la evidencia empírica indica que hubiera sido perfectamente posible obtener resultados similares o mejores a cambio de un gasto de capital mínimo (es decir, el alto costo de la promoción de capacidad emprendida por PDVSA se debió a fallas en su conceptualización y diseño).<sup>201</sup>

Vale la pena cerrar este apartado con una pregunta que planteara Luis A. Pacheco –director de Planificación de PDVSA en el momento del Sabotaje Petrolero y antiguo director gerente de Bitor– en un artículo en el que tildaba de malaconsejada la decisión del MENPET de terminar con la Orimulsión: “¿Quién se beneficia de la salida de la

---

201 Entre 1998 y 2003, merced a la utilización de contratos de suministro que incorporaban mecanismos novedosos de transferencia de riesgo, Petróleos Mexicanos (PEMEX) logró incentivar la construcción de 730 MBD de capacidad de alta conversión dedicada al crudo Maya, y todo ello sin tener que hacer erogaciones directas ni recurrir a descuentos en los precios de transferencia del crudo. Las refinerías involucradas en este programa fueron las siguientes (las cifras entre paréntesis denotan la capacidad incremental de proceso de crudo pesado en cada una de ellas): Premcor (hoy Valero) Port Arthur (170 MBD), Deer Park Refining (70 MBD), ExxonMobil Baytown (109MBD), Marathon Refining Garyville (90 MBD), ChevronTexaco Pascagoula (100 MBD), Valero Energy Texas City (90 MBD), Coastal Aruba Refining Company (100 MBD). Los detalles de los mecanismos de transferencia de riesgo se pueden encontrar en el offering memorandum que utilizó Premcor para colocar notas estructuradas en el mercado de deuda con el fin de financiar el proyecto (Confidential Offering Circular. Port Arthur Finance Corp. 12.20% Senior Secured Notes Due 2009. Credit Suisse First Boston, Goldman Sachs & Co., Deutsche Banc Alex. Brown, Agosto 10, 1999: 65-72).

Orimulsión del Mercado Energético?” Según Pacheco, “la respuesta es sencilla: ¡Todos nuestros competidores!”.<sup>202</sup> Esta afirmación tiene la gran particularidad de ser probablemente la única tanto verdadera como sensata de todas cuantas pronunciara a favor de la Orimulsión uno de sus más prominentes adalides. Ciertamente, no se puede negar que **el ocaso de la Orimulsión fue benéfica para todos aquellos vendedores de petróleo pesado cuyos ingresos en buena medida son función del comportamiento del mercado de combustible residual. Es más, la desaparición de este producto tiene que haber sido causa de celebración inclusive en las filas de productores de carbón. Pero** lo que tampoco se puede negar es que los beneficios que otros participantes en el mercado petrolero obtuvieron a raíz de la terminación del negocio de Orimulsión son ínfimos a comparación de los beneficios que le ha redituado esta decisión del MENPET a Venezuela.

## Resumen

Aparte de los daños económicos *directos* que la Orimulsión causó a Venezuela, la Orimulsión también daba lugar a daños *indirectos*, derivados del impacto que tenían los patrones de penetración de la Orimulsión en el sector de generación eléctrica sobre una variable macroeconómica de importancia fundamental para Venezuela; a saber, el precio de mercado del combustible residual de alto azufre. La estimación precisa de a cuánto ascienden estos daños indirectos es mucho más difícil que en el caso de los daños directos.

Por mucho tiempo la afirmación de que la Orimulsión no tenía impacto sobre el mercado petrolero no fue objeto de discusión alguna, con todo y que los historiales de las termoeléctricas incorporadas a la lista de clientes y prospectos comerciales firmes de Bitor indicaban claramente que las calderas de casi todas ellas habían sido diseñadas para quemar combustible residual de alto azufre, y no carbón.

Según los apologistas de la Orimulsión, independientemente de qué combustible desplazara la Orimulsión en una central eléctrica

---

202 Luis Pacheco, “La Orimulsión – Las Cuentas del Gran Capitán”, Petroleum World, 10 de febrero de 2006 (<http://www.petroleumworldve.com/na-pa100206.htm>).

dada, este combustible venezolano *siempre* terminaba compitiendo con el carbón, aunque en la práctica lo hiciera por *interposita persona*. Esto supuestamente se debía a que la electricidad despachada a partir de Orimulsión desplazaba una cuota de electricidad que de otra forma hubiera sido generada con carbón o gas. Entonces, dado que los volúmenes de Orimulsión no se canalizaban directamente a refinerías o al sector transporte, las ventas de Orimulsión a plantas generadoras diseñadas para utilizar combustible residual supuestamente no podían tener incidencia alguna sobre el balance de oferta/demanda (y por ende, sobre el nivel de precios) en el mercado petrolero, aún cuando la Orimulsión de hecho desplazara combustible residual en dichas plantas.

Esta noción hace sentido solamente si el asunto de la competencia para la Orimulsión se enfoca desde el punto de vista del mercado para la electricidad. En la práctica, la compra de Orimulsión por parte de plantas generadoras diseñadas para quemar combustible residual no tendría ningún efecto negativo inmediato sobre el precio de este residual *si y solamente* si las plantas en cuestión estuvieran inactivas. En caso contrario, las compras de Orimulsión por parte de estas plantas desplazarían cierto volumen de residual que de alguna u otra forma tendría que encontrar una nueva casa, con el consecuente impacto negativo sobre el precio de este producto.

Las compras de Orimulsión por parte de la mayoría de los clientes de cierta importancia de Bitor siempre fueron en desmedro de sus compras de combustible residual, las cuales en general eran bastante cuantiosas. Por si esto fuera poco, en varios casos, una proporción significativa del combustible residual que la Orimulsión o bien desplazó, o bien hubiera desplazado, ¡de hecho provenía de Venezuela!

El desplazamiento de combustible residual por Orimulsión era problemático porque hasta un desequilibrio relativamente menor entre oferta y demanda en el mercado de combustible residual puede, potencialmente, desembocar en un colapso del precio del mismo. En términos cuantitativos, no se necesita un gran volumen de residual sin destino asegurado para que se produzca una situación de desequilibrio catastrófico en este mercado (y, en muchas circunstancias, los volúmenes de residual que desplazó o habría desplazado la Orimulsión en termoeléctricas de gran tamaño hubieran sido más que suficientes para que esto acaeciera).

Debido a sus características estructurales, el mercado de residual tiene la particularidad que el impacto negativo de precio derivado del desplazamiento de dicho combustible por otro, en ciertas circunstancias, puede verse amplificado fuera de toda proporción al volumen desplazado.

Los efectos insidiosos derivados del desplazamiento de combustible residual por Orimulsión no se circunscriben a su impacto negativo puntual sobre el precio de este último. Y es que la Orimulsión tenía el potencial no solamente de debilitar coyunturalmente este mercado sino también de socavar sus cimientos mismos, inhibiendo ciertos mecanismos de arbitraje cuya interacción de otra forma hubiera tendido a restablecer dicho equilibrio y, por lo tanto, a propiciar una recuperación en los precios en circunstancias de mercado adversas (para usar una metáfora médica, la Orimulsión no solamente causaba la enfermedad, sino que neutralizaba –o como mínimo obstaculizaba– la acción de la medicina que buscaba curarla).

El principal mecanismo de ajuste en el mercado de residuales consiste en que, a medida que el precio del combustible residual se va abaratando, se vuelve atractivo generar electricidad para despacho de carga base en plantas que queman combustible residual, pero que de ordinario operan de forma intermitente para cubrir el despacho de carga pico. Los kilovatios generados de esta forma desplazan, en el margen, a kilovatios que de otra forma se hubieran generado a base de carbón adquirido en operaciones de compra spot. Dadas las considerables ventajas que el residual tiene sobre el carbón el umbral más allá del cual esta opción se vuelve muy atractiva para los generadores de electricidad es un precio para el combustible residual de 1.60 USD/MMBTU, cifra equivalente a un precio de alrededor de 10 USD/B para un crudo similar al Merey entregado en la Costa del Golfo de los Estados Unidos.

Las compras incrementales por parte de plantas que normalmente funcionan como capacidad de reserva en un sistema de generación son un mecanismo correctivo de gran efectividad para detener y –eventualmente– revertir descensos abruptos en el precio del combustible residual. Gracias a la demanda potencial que representa este conjunto de plantas, de hecho se puede hablar de que existe un piso para el precio del residual de alto azufre (y, por extensión, para el precio de los crudos pesados y con alto contenido de azufre), justamente en torno al “umbral de sustitución indirecta” entre combustible residual y carbón

de 1.60 USD/MMBTU. Desde finales de la década de los años mil novecientos setentas, dicho piso ha demostrado ser muy resistente y razonablemente estable.

La resistencia del piso para el precio de los residuales es una función directa de la capacidad ociosa o semi-ociosa dedicada a combustibles líquidos. Por lo tanto, en la medida en que parte de esta capacidad dedicada a combustibles líquidos se usara para quemar Orimulsión, el piso para el precio del residual se haría cada vez más frágil. Por ende, si los planes de producción y comercialización de Bitor se hubieran cumplido cabalmente, la Orimulsión hubiera provocado daños irreparables al mercado de residual. El “éxito” comercial de este producto a la larga habría tenido serias consecuencias inclusive para la industria y el mercado mundial de carbón, con lo cual el “umbral de sustitución” entre el residual y el carbón habría tendido a converger con los costos de producción de petróleo en los países del Medio Oriente.

¿A cuánto ascienden entonces los daños indirectos imputables a la Orimulsión? Responder con exactitud a esta pregunta es estadísticamente imposible en la práctica, dada la volatilidad del mercado petrolero y la gran influencia que tienen muchas y muy diversas variables estocásticas sobre el precio del petróleo crudo y sus derivados. Sin embargo, no es exagerado decir que el total acumulado de daños indirectos causados por el producto debe contarse en cientos (y posiblemente hasta miles) de millones de dólares (aún si no se toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo), dado que, en primer lugar, cualquier reducción en el precio del combustible residual afecta el precio de todo el crudo pesado que se exporta desde Venezuela y que, en segundo lugar, los volúmenes involucrados son tan grandes. Sea como sea, en vista de la incertidumbre en torno al monto de los daños indirectos que pudo haber la Orimulsión en sus años de historia comercial, éstos no han sido incluidos en el cálculo que se presenta en este informe de los colosales costos que este negocio supuso para Venezuela.

La desaparición de la Orimulsión fue benéfica para todos aquellos vendedores de petróleo pesado cuyos ingresos son función del comportamiento del mercado de combustible residual (y tiene que haber sido causa de celebración inclusive en las filas de productores de carbón). Pero los beneficios que otros participantes en el mercado petrolero obtuvieron a raíz de la decisión del MENPET son ínfimos a comparación de los que beneficios que la decisión le ha redituado a Venezuela.

## 6.

## ORIMULSIÓN: LA DIMENSIÓN FISCAL

Como observara el ministro Rafael Ramírez en un discurso del año 2005, la política petrolera venezolana tradicional siempre estuvo basada sobre el “principio de reclamar ... el derecho soberano que tenemos a la administración de nuestro principal recurso natural, el petróleo ... [ejerciendo] todas las acciones que sean necesarias para controlar de manera efectiva y disponer para beneficio de nuestro pueblo, las inmensas riquezas que por el azar de la naturaleza tenemos concentrado en nuestro país”.<sup>203</sup> La piedra de toque de dicha política fue el régimen impositivo aplicable a las actividades petroleras, ya que ni la propiedad sobre los recursos del subsuelo ni la soberanía sobre los mismos valen para nada si no están apuntaladas fiscalmente. A final de cuentas, si la caja no suena, un título de propiedad sobre un yacimiento petrolero no es más que un simple pedazo de papel.

**Con la nacionalización de la industria petrolera venezolana, este principio fundamental de la política petrolera nacional se perdió de vista, en la medida en que PDVSA se presentó ante la opinión pública como el punto culminante de la política petrolera y la encarnación de añejas aspiraciones nacionalistas venezolanas.** Esto permitió al tren ejecutivo de la compañía restar importancia, de forma sistemática, tanto al recurso natural como al imperativo de maximizar su valor en favor de su dueño, la Nación y, al mismo tiempo, dar primacía al mercado y a la industria misma (y

---

203 Plena Soberanía Petrolera: Una política popular, nacional y revolucionaria. Discurso del Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo y Presidente de PDVSA, Rafael. Ramírez Carreño, en ocasión del Ciclo de Conferencias “Venezuela, Política y Petróleo” en el marco del 45° aniversario de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), organizado por la Asociación Civil Casa Amarilla Patrimonio de Todos y el Instituto de Altos Estudios Diplomáticos Pedro Gual, del Ministerio del Poder Popular para las Relaciones Exteriores de la República Bolivariana de Venezuela. Caracas, Gerencia Corporativa de Asuntos Públicos de Petróleos de Venezuela, S.A., 2005: 3.

su gerencia, desde luego). Así, PDVSA logró gradualmente imponer una visión según la cual era perfectamente razonable sacrificar la retribución patrimonial que recibía la Nación por sus recursos a cambio de lograr una expansión en la actividad productiva en torno al petróleo, y una mayor participación volumétrica en el mercado internacional.

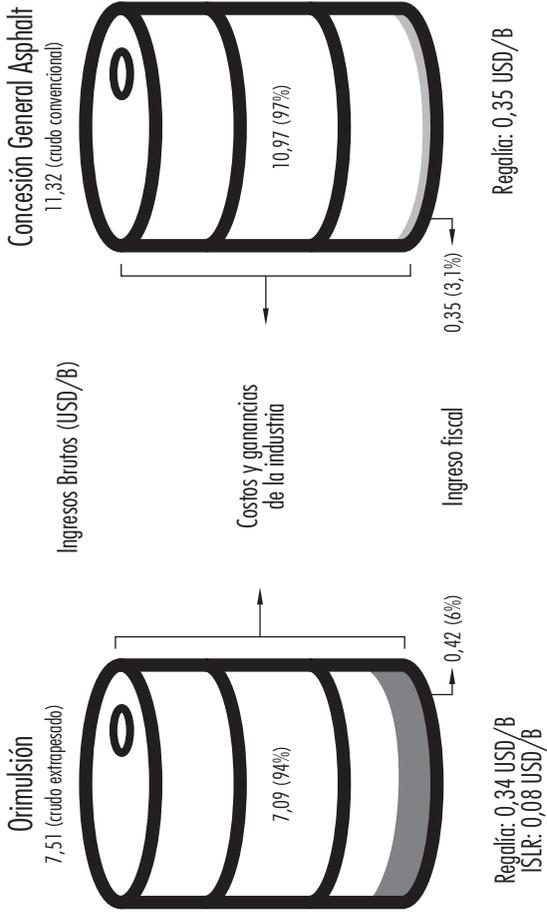
La Orimulsión de hecho fue la encarnación más perfecta de esta visión. Sin embargo, sus promotores siempre buscaron proyectar la idea de que era un negocio que generaba una retribución patrimonial para la Nación cónsona con su rentabilidad: “la verdad simple es que la Orimulsión es un buen negocio, pagando una tasa impositiva como todos los demás negocios no petroleros en Venezuela, y además capaz de pagar una *tasa de regalía de 16,66% [sic.]*”.<sup>204</sup> En realidad, como se demostró en los apartados previos, a lo largo de toda la historia de la Orimulsión, este negocio no generó ningún retorno, ni siquiera para la propia PDVSA, como no fuera una modesta expansión en la producción y ventas de crudo extra pesado de ésta (en un apartado anterior se mostró que, de acuerdo a las propias cifras de Bitor, la Orimulsión nunca estuvo ni remotamente cerca de recuperar el capital invertido en ella). A cambio de esta producción incremental, la participación de la Nación (la suma de regalías y otras rentas, e impuestos petroleros) en cada barril de crudo extra pesado utilizado para preparar Orimulsión se vio reducida a su mínima expresión. Y para ver que esta afirmación no constituye una exageración, basta pensar que tanto la participación fiscal como los ingresos del negocio de Orimulsión son comparables a los que se obtuvieron de las primeras concesiones otorgadas en tiempos de Juan Vicente Gómez. Es decir que, sobre la base de cifras debidamente deflactadas, la Orimulsión queda revelada como el peor negocio petrolero de todos cuantos la Nación jamás hubiera emprendido a lo largo de su historia (Gráfico G 6.1).<sup>205</sup>

---

204 Guerrero, Pacheco y Layrisse, op. cit.: D-3; cursivas nuestras.

205 Se utiliza el año 2003 porque fue el último en que estuvo vigente el convenio de regalía Bitor-MEM suscrito en 1996. A partir de 2003, las obligaciones de regalía de Bitor se calcularon sobre la base del precio de mercado del crudo extra-pesado, muy superior al precio de venta de la Orimulsión. Por lo tanto, a partir de dicho año, Bitor en la práctica pasó a un estado de insolvencia. Obviamente, a partir de ese momento, Bitor no generó ingresos gravables para

Gráfico 6.1. Contribución fiscal de negocios petroleros seleccionados en Venezuela, dólares reales de 2003



**Los exiguos ingresos fiscales generados por la Orimulsión reflejaban, ante todo, el hecho que el bajo precio de realización de ésta se traducía en una regalía ínfima (en términos *absolutos*, no relativos) y en ingresos gravables en extremo modestos para efectos del impuesto sobre la renta (ISLR).** Sin embargo, como se explica a continuación, la participación fiscal generada por el negocio también fue producto de acciones de PDVSA y Bitor deliberadamente concebidas para reducir la carga tributaria sobre el mismo a su mínima expresión.

### La regalía

En los albores del proyecto Orimulsión, y hasta octubre de 1993 inclusive, la producción de crudo extra pesado en la FPO causaba una regalía que se calculaba conforme a un convenio que el MEM suscribió en 1988 con cada una de las entonces filiales integradas de PDVSA (los términos aplicables eran idénticos para todas ellas).<sup>206</sup> Este convenio establecía que el valor mercantil de los crudos con gravedades API menores a 22° se calcularía con la siguiente fórmula:

$$A = 0.945 \times \text{P.R.L.} + 0.268 (G - 15.0)$$

Donde:

A = Valor mercantil en el campo de producción (USD/B)

P.R.L. = Precio de realización del Lagunillas de 15,0° API  
vigente para el momento de la explotación (USD/B)

G = Gravedad de la producción en °API ( $10,0 \leq G \leq 21,9$ )

Para los crudos de 9.9° o menos, se utilizaría el valor mercantil que resultara para un crudo de 10.0° API. La regalía causada se determinaría aplicando una tasa única de 16 2/3 al valor mercantil.

---

efectos del ISLR. El pago de ISLR del año 2004 representó la liquidación del monto diferido de años anteriores.

206 Aquí se toma como ejemplo el convenio de regalía Lagoven–Ministerio de Energía y Minas, suscrito por Renato Urdaneta y Julio César Gil, el 1° de mayo de 1988.

En vísperas del comienzo de operaciones comerciales de Bitor (noviembre de 1993), ésta suscribió un convenio de regalía propio con el MEM, el cual continuaría en vigencia hasta agosto de 1996. Este convenio era novedoso porque, por principio de cuentas, concedía a la nueva filial de PDVSA condiciones fiscales distintas a las que enfrentaban las otras filiales integradas. El cálculo de valor mercantil (al cual se seguía teniendo que aplicar una tasa de 16 2/3) nuevamente se hacía mediante una fórmula que utilizaba como “petróleo de referencia el Lagunillas de 15,0° API para los hidrocarburos extra pesados extraídos con gravedades API menores a 10,0°”.<sup>207</sup> Dicha fórmula era la siguiente:

$$A = 0.273 \times \text{P.R.L.} + 0.078 (G - 15.0)$$

Donde:

A = Valor mercantil en el campo de producción (USD/B)

P.R.L. = Precio de realización del crudo Lagunillas de 15,0° API vigente para el momento de la explotación (USD/B)

G = Gravedad de la producción en °API ( $1,0 \leq G \leq 9,9$ )

Como se puede apreciar, esta fórmula modificada valorizaba el crudo utilizado en la formación de Orimulsión en menos de un 30 por ciento del precio del crudo Lagunillas (versus casi 95 por ciento de la fórmula que le antecedió). Además, la nueva fórmula planteaba un descuento adicional por concepto de mayor densidad, ausente de la anterior. Por si esto fuera poco, para cuando se firmó este convenio, el crudo Lagunillas en la práctica había dejado de existir como una segregación comercial, lo cual daba a PDVSA la posibilidad de fijar el precio del mismo por debajo de lo que hubiera sido su precio real de mercado. El Gráfico G6.2 sugiere que PDVSA no desaprovechó esta ocasión.<sup>208</sup>

207 Convenio de regalía Bitor–Ministerio de Energía y Minas, suscrito por Jorge Zemella y Alirio A. Parra, 10 de noviembre de 1993. El convenio preveía que el “valor mercantil de los hidrocarburos utilizados con gravedades API iguales o mayores a 10,0° se determinará utilizando la [misma] fórmula ... sustituyendo previamente los factores 0,273 y 0,078 por los factores 0,945 y 0,268, respectivamente” (cursivas nuestras).

208 El período cubierto en el gráfico es el único para el cual hay datos mensuales disponibles respecto al valor del crudo Lagunillas. Dado que el Lagunillas y el

De manera nada sorprendente, cuando la nueva fórmula para calcular el valor mercantil comenzó a utilizarse, se registró un abrupto descenso en la regalía que liquidaba Bitor, a comparación de la que solía liquidar Lagoven por producir exactamente el mismo crudo en exactamente los mismos bloques (Cuadro C6.1). Esta situación dio lugar a protestas por parte del personal del MEM encargado del cobro de la regalía. Dichas protestas, sofocadas con celeridad, marcaron la última ocasión anterior a la llegada al poder del presidente Chávez en que personal técnico el Ministerio se opuso abiertamente a los designios de la vieja PDVSA, en gran parte porque no parecieron surtir efecto alguno. De hecho, en 1996, la ascendencia absoluta de PDVSA en materia de regulación petrolera pareció confirmarse cuando el MEM accedió a reclasificar formalmente las reservas de los bloques J-20 y O-16 del área mayor de Cerro Negro/Carabobo (donde tenían lugar las actividades de producción de Bitor) como bitumen natural. Sin embargo, todavía en ese momento quedaban reductos de resistencia institucional en el MEM. Prueba de ello se puede encontrar en el hecho de que, ese mismo año, el Ministerio por primera vez publicó una definición científica rigurosa de petróleo crudo en su órgano de difusión *Petróleo y otros datos estadísticos (PODE)*. Esta definición (según la cual el petróleo crudo era un “producto oleoso formado por una mezcla de hidrocarburos y en ocasiones combinado químicamente con azufre, nitrógeno, oxígeno y algunos elementos metálicos, *extraído en forma líquida del subsuelo*, y que no ha sido sometido a tratamiento térmico alguno excepto aquéllos que pudieron haber sido necesarios para facilitar su extracción del yacimiento original o para reducir su contenido agua, sales minerales disueltas y gases asociados”) decía, en pocas palabras, que lo que Bitor producía era petróleo crudo, y de ninguna manera bitumen natural.<sup>209</sup> De forma muy reveladora, el MEM no hizo cambio alguno a la definición de bitumen natural que se venía publicando en el *PODE* desde 1966.<sup>210</sup>

---

Merey tienen casi el mismo contenido de azufre, su precio FOB tendría que haber sido muy similar, ya que el valor de un grado API de diferencia es pequeño, y la desventaja del Lagunillas por concepto de fletes no llega a 0.50 USD/B, incluyendo el costo del impuesto de barra en el lago de Maracaibo.

209 Cursivas nuestras.

210 Bitumen natural: “mezcla de hidrocarburos que existe en la naturaleza en fase sólida o semi-sólida; usualmente contiene sulfuros, metales y otras sustancias

En agosto de 1996, simultáneamente con la reclasificación de las reservas de los bloques J-20 y O-16, se firmó un nuevo convenio de regalía entre Bitor y el Ministerio, que tuvo el efecto de limitar aún más radicalmente la participación fiscal por este concepto. La nueva fórmula establecía el valor mercantil del crudo utilizado en la formación de Orimulsión de la siguiente manera:

$$A = 0.100 \times P.P./F.C + 1,900 (P.P./F.C. - 6.82)^{211}$$

Donde:

- A = Valor mercantil en el campo de producción (USD/B)
- P.P. = Precio promedio bruto mensual FOB de las ventas exportadas de Orimulsión facturadas por Bitor durante el mes anterior a aquél en que se efectuó la explotación (USD/B)
- F.C. = Factor de conversión de barriles de Orimulsión a barriles de hidrocarburos extra pesados, “de acuerdo con la formulación utilizada para su manufactura”.<sup>212</sup>

Esta fórmula rebajaba aún más el así llamado “valor mercantil” del crudo extra pesado, ligándolo por primera vez a los bajísimos precios de realización de la Orimulsión, y ya no a los precios del crudo pesado. Pero el convenio también introducía una novedad adicional: “para los fines del anterior cálculo, el valor de P.P./F.C nunca será inferior a US\$ 6.82 por barril, ni superior a US\$ 10,00 por barril”.<sup>213</sup> **Es decir, mediante este mecanismo, Bitor consiguió que el Ministerio aceptara que,**

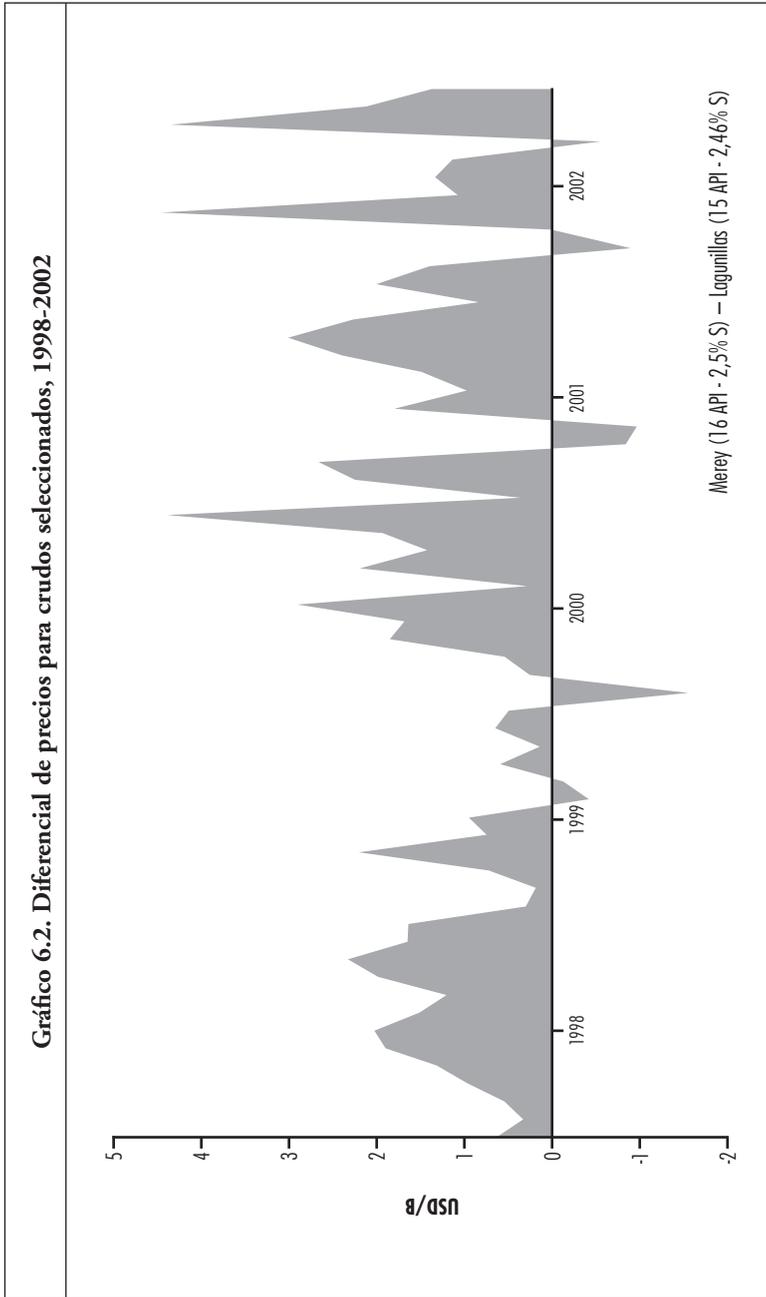
---

no hidrocarburríferas. Tiene una viscosidad superior a los 10,000 milipascales por segundo (centipoises), medida en condiciones originales de presión, temperatura del yacimiento y libre de gas. Además, tiene una gravedad API menor de 8,3° API y un punto de fluidez superior a 60° C”.

211 Convenio de regalía Bitor-Ministerio de Energía y Minas, suscrito por Carlos Borregales y Erwin Arrieta, agosto de 1996. El convenio preveía que el “valor mercantil de los hidrocarburos utilizados con gravedades API iguales o mayores a 10,0°” continuaría determinándose con referencia al precio del crudo Lagunillas. Las cursivas son nuestras.

212 Ibid.

213 Ibid..



**Cuadro 6.1. Evolución de los convenios de regalía para crudos extrapesados**

Convenio	1988		1993		1996	
					Máximo	Mínimo
Referencia base (USD/B)	$= 15 * 0,945$	$= 15 * 0,273$	$= 0,10 * 10 + 1,9 * (10 - 6,82)$	$= 0,10 * 6,82 + 1,9 * (6,82 - 6,82)$		
	14,18	4,10	7,04	0,68		
Descuento por gravedad	$= 0,268 * (10 - 15)$	$= 0,078 * (8,5 - 15)$	NA	NA		
	-1,34	-0,507	0	0		
Valor mercantil (USD/B)	12,835	3,588	7,042	0,682		
Tasa de regalía (%)	16 2/3	16 2/3	16 2/3	16 2/3		
Regalía causada (USD/B)	2,14	0,60	1,17	0,11		

NA = no aplicable

Supuestos: Precio del crudo de referencia (Lagunillas): 15 USD/B. Gravedad API del crudo extra pesado = 8,5°

*independientemente de cuál fuera la evolución del precio del crudo extra pesado en el mercado* (e inclusive independientemente de cuáles fueran los precios futuros de realización para la Orimulsión o los precios futuros del carbón), **el ingreso fiscal por regalía causada por el negocio de Orimulsión ¡nunca sería superior a 1.17 USD/B!**<sup>214</sup> Vale la pena tener este número en mente cuando se piensa que, a precios de 2007 y 2008 para el crudo extra pesado (USD/B), una regalía de 16 2/3 por ciento habría representado en esos años un ingreso de 8.84 USD/B y 17.67 USD/B, respectivamente, para la Nación (gracias a la política de Plena Soberanía Petrolera, sin embargo, la tasa de regalía para esos años fue de 30 por ciento, lo cual permitió que los ingresos unitarios para la Nación fueran 12.56 USD/B y 25.12 USD/B, respectivamente).

Este último dato pone claramente de manifiesto la mala fe implícita en la afirmación de Saúl Guerrero en el sentido de que, para el gobierno venezolano, merecería la pena revivir la Orimulsión porque supuestamente sería “posible conseguir contratos a largo plazo para generación de electricidad que valora[sen] la fracción de bitumen en \$30-\$40 por barril a precios de energía del 2007”.<sup>215</sup> La opción que plantea Guerrero es inaceptable ante todo porque el nivel de precios para el crudo extra pesado del que se habla todavía representaría un descuento considerable respecto a los precios que se obtendrían si éste se vendiera como componente de una mezcla (en 2007 y 2008, los precios promedio del crudo extra pesado vendido como componente en la segregación Merey fueron 53.02 USD/B y 75.36 USD/B, respectivamente). Pero, independientemente de esto, en vista del contenido del convenio de regalía Bitor–MEM de 1996, no hay ninguna razón para pensar que el gobierno venezolano habría obtenido beneficio alguno de los precios *hipotéticos* de los que habla Guerrero, por más que éstos representaran una mejora significativa respecto a los precios *reales* que Guerrero mismo y sus colegas en Bitor no tuvieron ningún escrúpulo en negociar, por citar un par de ejemplos, con Petrochina Fuels y NB Power (en ambos casos, el precio promedio en estos contratos era significativamente menor a 10 USD/B).

### **A todo lo largo de su historia, Bitor tuvo gran cuidado de no**

214 Substituyendo el valor máximo de 10 para el término P.P/F.C en la fórmula de valor mercantil, el resultado es 7.042, cifra a la cual hay que aplicar una tasa de regalía de 16 2/3, para obtener un resultado de 1.17 USD/B.

215 Saúl Guerrero, “Emulsion Fuel Options...”: 30.

**revelar el minúsculo monto por barril que la compañía liquidaba por concepto de obligaciones de regalía. Las discusiones en torno a la contribución fiscal de la Orimulsión se plantearon solamente en términos de la tasa porcentual de regalía aplicable al mismo, obviando cualquier mención del valor mercantil al cual se aplicaba esta tasa.** Claramente, lo que se buscaba con este planteamiento era crear la impresión de que el negocio de Orimulsión y el negocio petrolero tradicional de PDVSA eran en cierto modo análogos, inclusive en lo tocante a su contribución fiscal, dado que “la regalía pagada por ambos se situaba en 16 2/3”.<sup>216</sup> Sobre la base de esta falsa analogía, entre otras cosas, la Orimulsión inclusive llegó a presentarse como una alternativa muy superior, desde un punto de vista fiscal, a los proyectos de mejoramiento de la FPO (para los cuales “la regalía del 16 2/3 se reducía al 1% en los nueve primeros años de operación”).<sup>217</sup> Pero la realidad era que, aunque el régimen fiscal aplicable a los proyectos de mejoramiento ciertamente era catastrófico para la Nación (hasta el momento que el gobierno aumentó la tasa de regalía aplicable a los mismos a 30 por ciento), la regalía liquidada por los acuerdos de asociación originales a la tasa de 1 por ciento era, en montos absolutos, similar a la que liquidaba Bitor a una tasa de 16 2/3 por ciento (en ambos casos, los montos de contaban en un par de decenas de centavos por barril).<sup>218</sup> De hecho, como se puede constatar en el Cuadro C6.1, los cambios en los convenios de regalía de Bitor se tradujeron en un auténtico colapso de la recaudación de la regalía proveniente de los barriles de crudo extra pesado producidos en los bloques J-20 y O-16 del área mayor de Cerro Negro/Carabobo, aunque la tasa nominal aplicable de hecho se mantuvo constante, en 16 2/3 por ciento.

En la historia de la industria petrolera internacional, la aceptación por parte de un gobierno venezolano de renunciar a participar en cualquier mejoría en el precio de un recurso natural de su propiedad constituye una “innovación” que no tiene precedentes. Los defensores y promotores de la Orimulsión en PDVSA y Bitor, sin embargo, fueron capaces de vender esta idea al gobierno venezolano entonces

---

216 Javier Campo Marquina, Orimulsión y desarrollo económico. S.L., 2005 (mimeo): 33. Descargable en <http://www.eumed.net/cursecon/ecolat/ve/2005/jcm-orim.pdf>.

217 Ibid.

218 Mommer, El mito...: 37.

en funciones presentando este techo como un complemento lógico y necesario del hecho que Bitor estaba asumiendo un *riesgo* al ofrecer al gobierno un piso para sus ingresos fiscales por concepto de regalía. Ahora bien, el nivel mínimo de regalía derivado de la fórmula era una cifra ridículamente baja (0.114 USD/B)<sup>219</sup>, no sustancialmente distinta de cero. Por lo tanto, para Bitor, garantizar este nivel de ingreso era algo que no planteaba dificultad alguna. Esto quiere decir que el principal cometido de este mecanismo de piso y techo tiene que haber sido facilitar la manipulación de la opinión pública por parte de Bitor. En vista de ello, cabe preguntarse por qué fue que Bitor fijó la regalía en este valor (aparentemente arbitrario) de aproximadamente 11 centavos por barril. Para encontrar una explicación lógica, hay que remontarse a la Ley de Hidrocarburos de 1943, la cual planteaba un precio mínimo para efectos de liquidación de regalía de 13 bolívares por metro cúbico para crudos cuya gravedad fuese menor a 15° API. A la tasa de cambio entre dólares americanos y bolívares imperante en ese momento (3.19 bolívares por dólar), esto equivalía a un precio de 0.65 USD/B, y la aplicación de una tasa de regalía de 16 2/3 a este último valor arroja un resultado de 0.11 centavos por barril. Así, Bitor parecería haber seleccionado este nivel mínimo de regalía para proteger al negocio de la Orimulsión contra una posible impugnación por no respetar una disposición, por demás relegada al olvido, de la ley de 1943 (todavía vigente cuando se emprendió este negocio). Ésta puede verse como una hipótesis especulativa, pero la atención al detalle que este mecanismo implicaría ciertamente va acorde con la gran meticulosidad con que la vieja PDVSA acometió su ambicioso proyecto de desmontar el marco institucional de la industria petrolera venezolana derivado de la nacionalización de 1975.

Con la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos de diciembre de 2001, la tasa básica de regalía en Venezuela se elevó a 30 por ciento. Sin embargo, el intenso cabildeo de PDVSA se tradujo en que el artículo 44 de dicha ley contemplara una tasa preferencial de 16 2/3 para el “bitumen natural” que supuestamente producía Bitor. Ahora bien, al poco tiempo de la promulgación de esta Ley, el Ministerio comenzó a

---

219 Substituyendo un valor de 6.82 para el término PP/F.C en la fórmula de valor mercantil, el resultado es 0.682, cifra a la cual hay que aplicar una tasa de regalía de 16 2/3, para obtener un resultado de 0.114 USD/B.

tomar acciones encaminadas, en primera instancia, a frenar la expansión del negocio de Orimulsión y, en última instancia, a ponerle fin. Obviamente, el argumento central del Ministerio giraba en torno a la ridícula contribución fiscal que se obtenía de la Orimulsión, a comparación de aquélla que se podía obtener vendiendo el crudo extra pesado utilizado en la preparación de ésta como componente de segregaciones comerciales de crudo pesado. Los defensores y promotores de la Orimulsión respondieron a estas críticas pretendiendo que las acciones del Ministerio simplemente obedecían a un deseo simplista de uniformizar la tasa básica de regalía en 30 por ciento, en aras de eliminar la diferencia entre la contribución fiscal de la Orimulsión, por un lado, y la de las segregaciones comerciales pesadas producidas a partir de crudo extra pesado, por el otro. **Quienes militaban en las filas del campo pro Orimulsión no negaban “que las regalías recibidas por el MEM a partir de una mezcla son más altas que a partir de Orimulsión”<sup>220</sup>, pero se abstuvieron escrupulosamente de mencionar las cifras reales de pago de regalía de Bitor.** De esta manera, buscaban crear la impresión que la burocracia de Ministerio, supuestamente ajena a las realidades del mercado, estaba dispuesta a acabar con un negocio floreciente y con grandes perspectivas de largo plazo, simplemente porque éste no cumplía una “expectativa de regalía” que ignoraba que “al negocio de Orimulsión que compete en el sector eléctrico no le *corresponde* una regalía del 30 por ciento”.<sup>221</sup> **En realidad, la decisión del Ministerio de poner fin a este negocio no se debía a que la *tasa aplicable a la producción de crudo convencional fuera 80 por ciento más alta que aquélla que “correspondía”* –correspondía según quién, habría que preguntarse– a la Orimulsión (es decir, 30 por ciento versus 16 2/3 por ciento), sino al hecho de que, *en términos absolutos, vender el crudo extra pesado como componente de una mezcla, y no como Orimulsión se traducía en una regalía que era más grande por órdenes de magnitud (en 2008, por decir algo, la diferencia no hubiera sido del 80 por ciento sino del 2,150 por ciento).***

Al final de cuentas, la defensa de la Orimulsión en estos términos sólo podía tener éxito si el tren ejecutivo de PDVSA estaba en posición de manejar la agenda de discusión para estructurar una matriz

---

220 Guerrero, Jones Parra, et al., op. cit.: 10.

221 Ibid., cursivas nuestras.

de opinión favorable al producto. Es por ello que se puede decir que, a partir de la derrota del Sabotaje Petrolero de 2002-3, los días de la Orimulsión como pieza fundamental de la política petrolera venezolana estaban contados. Efectivamente, una vez que la industria petrolera hubo regresado del borde del abismo al cual la condujo la meritocracia, el gobierno venezolano pudo, por fin, desenmarañar el entramado de confusión y desinformación que PDVSA había tejido en torno al negocio de la Orimulsión. Y, sobre la base de la sorprendente información que quedó al descubierto tras el Sabotaje (como por ejemplo, que existía un flujo de intercambio rutinario entre Bitor y otras filiales de PDVSA, gracias a que los líquidos que todas producían eran fundamentalmente idénticos entre sí – no obstante que los unos supuestamente eran bitúmenes naturales y los otros crudos extra pesados, respectivamente), el Ministerio enfrentó una elección entre dos alternativas mutuamente excluyentes, aquí expresadas en las palabras de unos prominentes defensores de la Orimulsión: “hay dos opciones: [o] el MEM ‘desactiva’ el negocio por no cumplir con su expectativa de regalía, o el MEM reconoce que al negocio de Orimulsión que compete en el sector eléctrico no le corresponde una regalía del 30% o un impuesto sobre la renta petrolera, pero que sí representa una fuente de ingreso de divisas para la Nación fuera del techo OPEP”.<sup>222</sup>

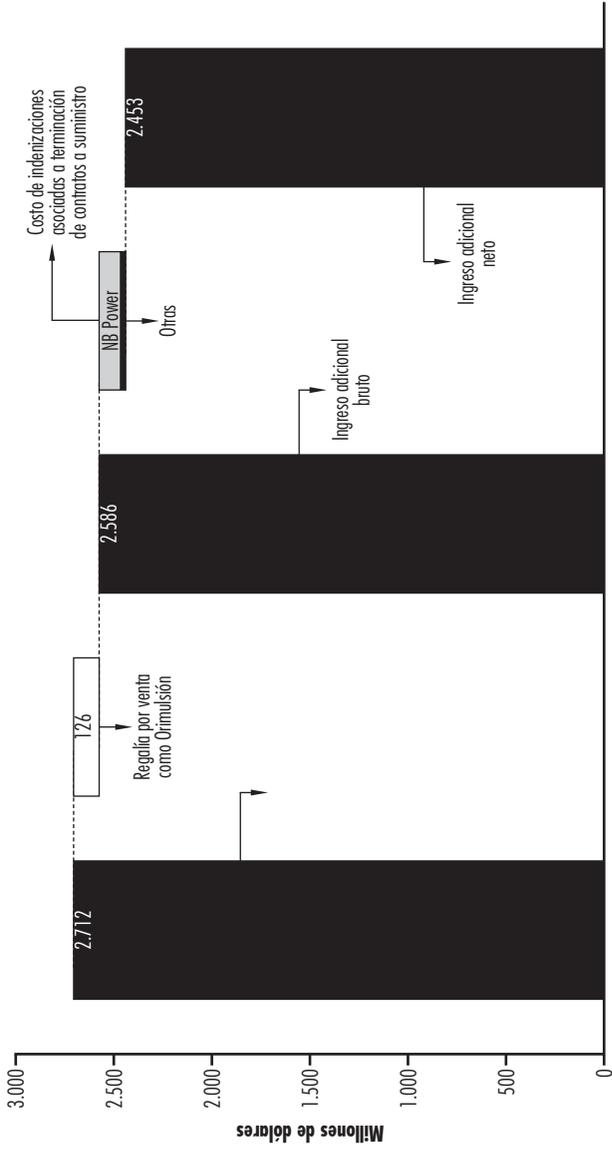
Ahora bien, reconocer que la regalía de la Orimulsión se determinara de forma que este producto pudiera competir con el carbón en el sector eléctrico implicaba, simple y llanamente, que el gobierno consintiera que se malbaratara el patrimonio, finito, de todos los venezolanos, los vivos y los aún por nacer. Asimismo, reconocer que la Orimulsión realmente representaba una fuente de divisas ‘fuera del techo OPEP’ implicaba admitir la peregrina noción de que la cuota OPEP de Venezuela constituye un límite físico real para la producción del país y, de paso, que la membrecía de Venezuela en la OPEP es algo que siempre reducirá los ingresos petroleros del país (cuando lo opuesto tiende a ser verdad). Por eso, a nadie debe sorprender que el MENPET se inclinara por la opción de *poner fin* a la Orimulsión (nótese que se dice ‘poner fin’ y no simplemente ‘desactivar’, como escribe Guerrero, ya que este último verbo siempre lleva aparejada la posibilidad de ‘reactivar’).

Para constatar que el MENPET tomó la decisión correcta para

---

222 Guerrero, Jones Parra, et al., op. cit.: 10.

**Gráfico 6.3. Ingresos adicionales por regalía derivados de vender 80 MBD de crudo extrapesado como meclas versus venderlo como orimulsión, 2005-2008**



Venezuela basta el Gráfico G6.3, donde se ilustran las obligaciones totales de regalía asociadas a la utilización de 80 MBD de crudo extra pesado para producir Orimulsión o bien para venta como parte de una segregación comercial pesada, para el período comprendido entre abril de 2005 (mes en que Bitor suspendió sus operaciones de producción) y diciembre de 2008, inclusive. La diferencia entre ambas cifras, nuevamente, es de órdenes de magnitud, no obstante que la regalía de la Orimulsión se calculó exclusivamente a partir del precio *máximo* contemplado por la fórmula señalada anteriormente, conforme al convenio de regalía de 1996. En el gráfico se incluye también el total de erogaciones en efectivo que PDVSA hizo en conexión con la terminación de los contratos de suministro de Orimulsión (vigentes o en disputa) a raíz de la suspensión de operaciones comerciales de Bitor. La inclusión de estos datos obedece a que, según Guerrero, estos pagos representaron un “costo de oportunidad real para Venezuela”, tanto por su cuantía como por el hecho de que fueron una consecuencia de una decisión que, al parecer de Guerrero, merecía ser justificada por “fundamentos mucho más sólidos”.<sup>223</sup> Ahora bien, las cifras de indemnizaciones que maneja Guerrero son pura fantasía (según él, PDVSA pagó “321 MMUSD *solamente* a New Brunswick Power por la terminación temprana de su contrato de suministro de Orimulsión”<sup>224</sup>, cuando el reporte anual auditado de PDVSA claramente especifica que “el 25 de julio de 2007, la compañía efectuó un pago de 110 millones de dólares a favor de ... NB Power por concepto de un acuerdo extra-judicial entre las partes”).<sup>225</sup> Pero, más allá de las inexactitudes de Guerrero (que no pueden ser más que deliberadas), se puede constatar en el gráfico que las obligaciones incrementales solamente por concepto de regalía exceden con creces a las indemnizaciones (cuyos montos individuales no han sido desagregados por cuestiones de confidencialidad, con la excepción de NB Power). Otra prueba más que, lejos de ser un costo de oportunidad, la terminación de la Orimulsión representó un excelente negocio para Venezuela.

## El impuesto sobre la renta

---

223 Guerrero, “Emulsion fuels...”: 30.

224 Ibid.; cursivas nuestras.

225 Informe de Gestión Anual 2007 de Petróleos de Venezuela S.A.: 146.

Como se mencionó de pasada arriba, **la Orimulsión también gozaba de trato preferencial en lo referente al pago de impuesto sobre la renta (ISLR), ya que sus obligaciones fiscales por este concepto se calculaban sobre la base de la tasa impositiva aplicable a negocios no petroleros en Venezuela (34 por ciento), muy inferior a la aplicable a los negocios petroleros (67.7 por ciento hasta 2002; 50 por ciento a partir de entonces). La justificación de esto radicaba en el supuesto carácter de “hidrocarburo no petrolero” de la Orimulsión**, como resume de forma sucinta uno de los muchos apóstoles del producto: “la importancia de la definición de la composición de la Orimulsión tiene su reflejo en el ISLR. *Si se considera que es una emulsión de bitumen y agua*, entonces es *perfectamente legal* que sólo se le aplique una tasa del 34% (no petrolera); en caso contrario, se estaría aplicando una tasa de actividad no petrolera a un negocio que sí lo es”.<sup>226</sup> Es poco lo que se puede agregar a este sucinto resumen, como no sea que **dado la Orimulsión de hecho era una emulsión de crudo extra pesado y agua, por ende la aplicación de la tasa no petrolera de ISLR al negocio siempre fue muy cuestionable** por más que, en dos ocasiones, tanto el viejo Congreso como en la Asamblea Nacional aceptaran y refrendaran el supuesto carácter bituminoso de la Orimulsión.<sup>227</sup>

La aplicación de la tasa petrolera de ISLR a los ingresos gravables de Bitor habría representado una recaudación adicional de 9.4 MMUSD para todo el período bajo consideración. Ahora bien, como se aprecia en el Cuadro C6.2, esta pérdida es solamente una fracción de la que causó la reducción artificial en el ingreso gravable de Bitor derivada de la venta de crudo extra pesado a precio de carbón. La magnitud de esta reducción se puede estimar, conservadoramente, multiplicando el ingreso gravable declarado de Bitor por el factor que resulta de dividir el precio imputable al crudo extra pesado utilizado para producir Merey (conforme al precio de mercado de esta segregación), entre el precio de venta del crudo extra pesado utilizado para producir Orimulsión.<sup>228</sup> Las pérdidas por concepto de ISLR, a su vez, se obtienen

226 Campo Marquina, op. cit.: 34; cursivas nuestras.

227 En las exposiciones de motivos de los dos acuerdos de asociación suscritos para producir Orimulsión.

228 El ingreso gravable para efectos del ISLR debería calcularse sobre la base de los

Cuadro 6.2. Pérdidas fiscales asociadas a la venta de Orimulsión, 1994-2006<sup>1</sup>

Año	Precio de liquidación de la regalía (USD/B)	Regalía causada (MMUSD)	Regalía causada (USD/B)	ISRL pagado (MMUSD)	ISRL (USD/B)	Participación fiscal (MMUSD)	Participación fiscal (USD/B)	Ingreso fiscal a precios de mercado crudo extrapesado (USD/B)	Regalía (MMUSD)	ISLR <sup>2</sup> (MMUSD)	Sacrificio fiscal total (MMUSD) <sup>4</sup>
1990 <sup>1</sup>	10,81	2,40	1,80	0	0	2,40	1,80	14,65	3,26	2,51	3,37
1991 <sup>1</sup>	9,66	8,55	1,61	0	0	8,55	1,61	9,92	8,80	12,63	12,87
1992 <sup>1</sup>	10,05	12,90	1,68	0	0	12,90	1,68	10,35	13,31	21,01	21,42
1993 <sup>1</sup>	2,76	4,52	0,46	0	0	4,52	0,46	9,87	16,10	28,08	39,67
1994 <sup>1</sup>	2,08	4,29	0,35	0	0	4,29	0,35	10,53	21,74	43,52	60,96
1995	2,60	7,64	0,43	2,32	0,13	9,96	0,57	12,81	37,64	74,28	101,97
1996	2,08	6,69	0,35	0,94	0,05	7,63	0,39	15,50	50,00	127,19	169,56
1997	0,71	2,40	0,12	1,32	0,06	3,72	0,18	13,01	44,40	86,80	127,48
1998	0,80	2,21	0,13	1,24	0,08	3,46	0,21	7,48	20,63	25,36	42,54
1999	0,68	2,39	0,11	0,39	0,02	2,78	0,13	12,86	45,38	107,32	149,91
2000	0,83	3,75	0,14	0,64	0,02	4,39	0,16	20,85	96,69	264,42	354,53
2001	1,02	4,48	0,17	0,14	0,01	4,62	0,17	15,05	66,57	167,41	229,36
2002	1,28	4,85	0,17	5,32	0,19	10,17	0,36	19,22	161,11	230,43	381,37
2003	2,84	7,20	0,34	13,45	0,63	20,65	0,96	22,63	144,89	220,91	345,14
2004 <sup>2</sup>	26,56	66,46	4,79	3,85	0,28	70,32	50,07	26,56	110,58	151,24	191,51
2005 <sup>2</sup>	39,53	183,07	8,19	0	0	183,07	8,19	39,53	265,19	398,85	480,98
2006 <sup>2</sup>	44,02	355,04	12,34	0	0	355,04	12,34	44,02	421,65	586,89	653,50
<b>Totales</b>		<b>678,85</b>		<b>29,61</b>		<b>708,46</b>			<b>1.525,74</b>	<b>2.549</b>	<b>3.366</b>

1. Etapa preoperacional

2. A partir de 2003, se suspende el convenio de regalía vigente Bitor-MEM, y la regalía se liquida conforme al convenio Pdvsas-Menpet. Cifra de 2006 incluye impuesto suplementario a la extracción. Se incluyen cargamentos de Orimulsión de Sinovensa pero no se incluye residual a Arawak, NB Power o Power Seraya en sustitución de Orimulsión, tras suspensión de suministros de Orimulsión.

3. Considera solamente "costos operativos" reales de Bitor.

4. Para 2004-2006, no se consideran las pérdidas fiscales adicionales de la reducción del ingreso gravable de Pdvsas Petróleo por efecto de que el precio de liquidación de regalía fuera muy superior al precio de realización de la Orimulsión.

aplicando la tasa petrolera al ingreso gravable calculado conforme a este método. Como se puede ver, **si el crudo utilizado para producir Orimulsión no se hubiera vendido a precio de carbón durante el período 1994–2006, la recaudación de ISLR en Venezuela habría sido 2,500 MMUSD mayor de lo que realmente fue.**

### La Orimulsión y la valorización de los recursos de la FPO

No cabe la menor duda que, **desde un punto de vista fiscal, la Orimulsión fue una catástrofe mayor para Venezuela**, aún cuando las cifras presentadas en este capítulo ni siquiera intentan estimar los efectos negativos que la colocación del producto pudo haber tenido sobre el precio de mercado del residual de alto azufre. **El único aspecto remotamente positivo del negocio de Orimulsión fue que su expansión resultó más lenta de la originalmente prevista (debido a problemas en la formulación y estabilización del producto, así como a desafíos legales en Inglaterra y Florida), con lo cual el daño que causó Bitor a lo largo de sus años de actividad fue menor de lo que pudo haber llegado a ser.**

Ahora bien, **los defensores y promotores de la Orimulsión siempre pretendieron abordar el asunto de los sacrificios fiscales asociados a este negocio partiendo de la noción de que Venezuela “cuenta con reservas prácticamente inagotables de bitumen y extra pesados, en riesgo permanente de perder su valor potencial según avance el desarrollo de fuentes energéticas alternas”.** Dado este potencial supuestamente infinito, su conclusión era que “[no puede haber] justificación estratégica o económica para descartar o descalificar *cualquier* utilización *viable* de dichos recursos”.<sup>229</sup>

La Orimulsión supuestamente respondía a este descriptor de

---

precios de realización en los mercados donde se hubiera vendido el crudo. En cambio, las obligaciones por concepto de regalía se calculan sobre la base del precio en el mejor mercado para el crudo, independientemente de dónde haya sido vendido éste en la práctica (esto se debe a que el dueño del recurso natural siempre puede exigir el pago de su regalía en especie y venderla él mismo en el mercado de mejor precio). En este cuadro se utiliza la misma serie de precios para ambos propósitos, debido a que los precios de realización de PDVSA para la mayoría de los años estaban distorsionados por las condiciones preferenciales otorgadas a clientes afiliados como Citgo.

229 Guerrero, Jones Parra, et al.: 10; cursivas nuestras.

‘utilización viable’ en la medida que era “un negocio que se auto-sostenía, generando suficiente flujo de caja, contratos y compromisos de largo plazo e interés de los inversionistas en módulos futuros de producción”.<sup>230</sup> En realidad, como ya se explicó anteriormente, las cuentas de la propia Bitor demuestran contundentemente que la Orimulsión distaba de ser un negocio auto-sostenible. En pocas palabras, la Orimulsión nunca fue viable ni siquiera en los términos que manejaban sus propios apologistas. Pero independientemente de ello, este criterio único de la *viabilidad* nunca debió haber sido aceptado por el gobierno de Venezuela para justificar un negocio como la Orimulsión, por la sencilla razón de que subordina por completo el imperativo de hacer valer los derechos de propiedad de Venezuela sobre un recurso natural, agotable y no renovable, a los intereses y necesidades del capital invertido en el sector petrolero. Esta subordinación convierte al régimen fiscal en una mera variable de ajuste, en línea por ejemplo con las recomendaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE), en el sentido de que la explotación de los recursos de crudos extra pesados y bitúmenes naturales del mundo idealmente debería tener lugar “con el incentivo de un marco impositivo y de regalía adecuado” que permita que *todo* el esfuerzo se enfoque en “optimizar los costos de producción, tanto de capital como de operación”.<sup>231</sup>

No es particularmente difícil entender el interés de la AIE, que es una agrupación de países consumidores, en reducir los gravámenes a la industria petrolera en países exportadores de petróleo como Venezuela. Después de todo, como observa Mommer, lo que “no cobran los dueños del recurso natural... [beneficia] a los consumidores”.<sup>232</sup> En el caso concreto de la Orimulsión, se ha demostrado que nunca, ni siquiera en los tiempos de Gómez, Venezuela cobró tan poco a cambio de sus recursos petroleros como lo hizo con este producto (para gran beneficio de los consumidores de electricidad en países desarrollados, vale apuntar). Esto quiere decir que **la Orimulsión no contribuyó en nada a conjurar el riesgo de que las enormes reservas de crudo extra pesado de Venezuela perdieran su valor potencial debido al supuesto avance de fuentes energéticas alternas** (avance acerca del cual se viene hablando desde

230 Guerrero, Pacheco y Layrisse, op. cit.: D-3.

231 Antonio Pflüger, Resources to Reserves. Oil & Gas Technologies for the Energy Markets of the Future. Paris, International Energy Agency, 2005: 79.

232 Mommer, El mito...: 38.

finales de la década de los años sesentas o inclusive antes, por cierto, sin que se pueda todavía vislumbrar la inminencia de un futuro en el cual la economía mundial no gire en torno al petróleo). **Por el contrario: cuando se piensa que el dueño último del petróleo utilizado para hacer Orimulsión no recibía valor ninguno (o casi ninguno: ¡32 centavos por barril de regalía en promedio hasta el momento en que el MENPET denunció el convenio de regalía de Bitor y 10 centavos por barril de ISLR!) a cambio de dicha utilización, se puede ver que quienes concibieron este dizque negocio, se las ingenieron para transformar un *riesgo latente y muy remoto* de que las reservas venezolanas de crudo extra pesado perdieran su valor, *en una realidad innegable y tangible*. Es decir, la Orimulsión nunca fue una póliza de seguro contra una *posible* desvalorización de estos recursos el día de mañana, sino que más bien fue un medio para adelantar, con la máxima certidumbre, esta desvalorización al día de hoy.**

Por si esto fuera poco, la desvalorización que implicaba el negocio de Orimulsión era solamente la punta de lanza de un proceso más amplio y ambicioso, que buscaba ni más ni menos que transformar a toda la FPO —y no solamente las áreas de ésta asignadas a Bitor— en Faja Bituminosa, para así sustraer a ésta de la tutela reguladora del Estado venezolano. En este sentido, vale la pena recordar que el sitio de internet de Bitor proclamaba a los cuatro vientos (hasta que el MENPET intervino en el asunto) que en la FPO se podían encontrar 270 miles de millones de barriles de reservas de *bitumen natural*. **El objetivo último de esta *conversión*** (o más bien dicho, *re-conversión*, dado que la Faja fue oficialmente bituminosa hasta 1970, año en que el equipo científico del Ministerio arribó a la conclusión de que “la denominación de bituminosa, para la totalidad del área de la Faja, no coincidía con ... los estudios técnicos [que] muestran elevada fluidez en los crudos [de dicha área]”<sup>233</sup>) **era que la PDVSA meritocrática la colocara a la orden de generosos inversionistas que quisieran arriesgar su capital para producir una sustancia supuestamente invendible (y por ende, sin valor), con tal de hacer un desinteresado favor a Venezuela.**

Huelga decir que los planes de la meritocracia petrolera con-

233 Ciro Alberto Arias Ocando, *La Faja Petrolífera del Orinoco. Evaluación y perspectivas*. Valencia (Venez.), Vadell Hermanos, 1980: 24.

**templaban que, cuando PDVSA pusiera partes de la FPO a la disposición de estos inversionistas, lo haría sin exigirles el pago de ningún bono a cambio.** Un buen ejemplo de ello se puede ver en el caso de Sinovensa, cuyos socios chinos obtuvieron acceso a 150 kilómetros cuadrados en una de las mejores áreas de la FPO sin tener que pagar ni un centavo por el privilegio. Vale la pena contrastar esta situación con los 464.7 millones de dólares que una subsidiaria de Royal Dutch/Shell (Shell) pagó al gobierno de Alberta a cambio de 10 arrendamientos que cubren un total de 885 kilómetros cuadrados –88,576 hectáreas– en la zona de Grosmont, donde los yacimientos de bitumen natural no se encuentran en arenas no consolidadas (como sucede en las arenas del Athabasca) sino en calizas sepultadas a profundidades cercanas a los 300 metros. Lo notable de este pago es que Shell lo tuvo que erogar para obtener “derechos a un recurso que nunca ha visto producción comercial” ya que, hasta la fecha, nadie ha ingeniado un método remotamente costeable para separar este bitumen (mucho más inmóvil del que se encuentra en Athabasca) de su matriz de calizas.<sup>234</sup> Estrictamente hablando, esto quiere decir que no se puede imputar valor comercial alguno al recurso bituminoso de Grosmont, pero no por ello el gobierno de Alberta llegó a la conclusión de que tenía que darle acceso gratis a Shell a estos recursos potenciales.

**Naturalmente**, y como ya se ha dicho en repetidas ocasiones, **los planes de PDVSA también contemplaban ajustar el régimen fiscal aplicable a los “bitúmenes naturales” para recompensar el altruismo de las empresas dispuestas a aventurarse en la FPO.** Después de todo, como los bitúmenes naturales de cualquier modo no valían nada, la remuneración patrimonial que recibiría la Nación por ellos no podría ser más que excepcionalmente modesta. **Lo irónico de esto es que**, si el tren ejecutivo de la vieja PDVSA se hubiera salido con la suya y el negocio de Orimulsión y la política de *Apertura Petrolera* hubieran llegado a sus últimas consecuencias, **este proceso de desvalorización de la FPO hubiera ocurrido en una coyuntura en la cual nuevamente se ha puesto de manifiesto que los recursos petroleros**, lejos de estarse convirtiendo en meras curiosidades geológicas sin valor, gracias al desarrollo de fuentes alternativas de energía, **de hecho se**

---

234 Pat Roche, “Carbonate Klondike: the Next Oil Sands?”, *New Technology Magazine*, Summer 2006: 4.

**están volviendo cada día más escasos y cada día más valiosos.**

## **Resumen**

La política petrolera venezolana tradicional siempre estuvo basada sobre el principio de reclamar el derecho soberano que tenían los venezolanos a la administración de su principal recurso natural, el petróleo, ejerciendo todas las acciones que fueran necesarias para controlar de manera efectiva y disponer para beneficio del pueblo, las inmensas riquezas que por el azar de la naturaleza se concentran en el país. La piedra de toque de dicha política fue el régimen impositivo aplicable a las actividades petroleras, ya que ni la propiedad sobre los recursos del subsuelo ni la soberanía sobre los mismos valen para nada si no están apuntaladas fiscalmente.

Con la nacionalización de la industria petrolera venezolana, este principio fundamental de la política petrolera nacional se perdió de vista, en la medida en que PDVSA se presentó ante la opinión pública como el punto culminante de la política petrolera y la encarnación de añejas aspiraciones nacionalistas venezolanas. A lo largo de los años, PDVSA logró gradualmente imponer una visión según la cual era perfectamente razonable sacrificar la retribución patrimonial que recibía la Nación por sus recursos, a cambio de lograr una expansión en la actividad productiva en torno al petróleo, y una mayor participación volumétrica en el mercado internacional.

Aunque la Orimulsión fue la encarnación más perfecta de esta visión, sus promotores siempre buscaron proyectar la idea de que era un negocio que generaba una retribución patrimonial para la Nación cónsona con su rentabilidad. En realidad a lo largo de toda la historia del negocio de Orimulsión, éste no generó ningún retorno, ni siquiera para la propia PDVSA, como no fuera una modesta expansión en la producción y ventas de crudo extra pesado de ésta. A cambio de esta producción incremental, la participación de la Nación (la suma de regalías y otras rentas, e impuestos petroleros) en cada barril de crudo extra pesado utilizado para preparar Orimulsión se vio reducida a su mínima expresión: la participación fiscal del negocio de Orimulsión fue inferior inclusive a la que se obtuvo de las primeras concesiones otorgadas en tiempos de Juan Vicente Gómez (es decir, la Orimulsión fue el peor negocio petrolero de todos cuantos la Nación jamás haya

emprendido a lo largo de su historia).

Los exiguos ingresos fiscales generados por la Orimulsión reflejaban, ante todo, el hecho que el precio de ésta se traducía en una regalía ínfima (en términos absolutos, no relativos) y en ingresos gravables en extremo modestos para efectos del impuesto sobre la renta. Sin embargo, también fueron producto de acciones de PDVSA y Bitor pensadas expresamente para minimizar la carga tributaria sobre el negocio. Por ejemplo, en 1996 Bitor consiguió que el Ministerio aceptara incorporar un techo a la fórmula utilizada para calcular el valor mercantil de la Orimulsión por la cual, *independientemente de cuál fuera la evolución del precio del crudo extra pesado*, el ingreso fiscal por regalía causada por este negocio ¡nunca sería superior a 1.17 USD/B!

A todo lo largo de su historia, Bitor tuvo gran cuidado de no revelar el minúsculo monto por barril que la compañía liquidaba por concepto de obligaciones de regalía. Las discusiones en torno a la contribución fiscal de la Orimulsión se plantearon solamente en términos de la tasa de regalía aplicable al mismo, pero obviando cualquier mención del valor mercantil al cual se aplicaba esta tasa. En realidad, la decisión del Ministerio de poner fin a este negocio no se debía a que la *tasa aplicable* a la producción de crudo convencional fuera 80 por ciento más alta que la aplicable a la Orimulsión (30 por ciento contra 16 2/3 por ciento, después del año 2000), sino al hecho de que, *en términos absolutos*, vender el crudo extra pesado como componente de una mezcla, y no como Orimulsión, se traducía en una regalía 23 veces mayor para el gobierno (¡una diferencia no del 80 por ciento sino del 2,150 por ciento!).

La Orimulsión también gozaba de trato preferencial en lo referente al pago de impuesto sobre la renta (ISLR), ya que sus obligaciones fiscales por este concepto se calculaban sobre la base de la tasa impositiva aplicable a negocios no petroleros en Venezuela (34 por ciento), muy inferior a la aplicable a los negocios petroleros (67.7 por ciento hasta 2002; 50 por ciento a partir de entonces). La justificación de esto radicaba en el supuesto carácter de “hidrocarburo no petrolero” de la Orimulsión. Ahora bien, dado que la Orimulsión *de hecho* era una emulsión de *crudo extra pesado* y agua, la aplicación de la tasa no petrolera de ISLR al negocio siempre fue un exabrupto legal, por no hablar de lo económico. Además, si el crudo utilizado para producir Orimulsión no se hubiera vendido a precio de carbón durante el pe-

río 1994–2006, la recaudación de ISLR en Venezuela habría sido 2,500 MMUSD mayor de lo que realmente fue.

Desde un punto de vista fiscal, entonces, la Orimulsión fue una catástrofe mayor para Venezuela. El único aspecto remotamente positivo del negocio de Orimulsión fue que su expansión resultó más lenta de la originalmente prevista (debido a problemas en la formulación y estabilización del producto, así como a desafíos legales en Inglaterra y Florida), con lo cual el daño que causó Bitor a lo largo de sus años de actividad fue menor de lo que pudo haber sido.

Los defensores y promotores de la Orimulsión siempre pretendieron abordar el asunto de los sacrificios fiscales asociados a este negocio partiendo de la noción de que Venezuela cuenta con reservas prácticamente inagotables de crudo extra pesado, *en riesgo permanente de perder su valor potencial* según avance el desarrollo de fuentes energéticas alternas. Pero cuando se piensa que el dueño último del petróleo utilizado para hacer Orimulsión no recibía valor ninguno (o casi ninguno: ¡32 centavos por barril de regalía en promedio y 10 centavos por barril de ISLR!) a cambio de dicha utilización, se puede ver que quienes concibieron este negocio, se las ingeniaron para transformar un riesgo *latente y muy remoto en una realidad innegable y tangible*. En pocas palabras, la Orimulsión nunca fue una póliza de seguro contra una *posible* desvalorización de estos recursos el día de mañana, sino que más bien fue un medio para adelantar, con la máxima certidumbre, esta desvalorización al día de hoy.

La desvalorización que implicaba el negocio de Orimulsión era solamente la punta de lanza de un proceso más amplio y ambicioso, que buscaba ni más ni menos que transformar a toda la Faja Petrolífera del Orinoco –y no solamente las áreas de ésta asignadas a Bitor– en Faja Bituminosa. El objetivo último de esta *conversión* era que la PDVSA meritocrática colocara a la FPO a la orden de generosos inversionistas que quisieran arriesgar su capital para producir una sustancia casi invendible (y por ende, sin valor), con tal de hacer un favor a Venezuela.

Huelga decir que los planes de la meritocracia petrolera contemplaban que, cuando PDVSA pusiera partes de la FPO a la disposición de estos inversionistas, lo haría sin exigirles el pago de ningún bono a cambio. Asimismo, los planes de PDVSA también contemplaban ajustar el régimen fiscal aplicable a los “bitúmenes naturales” para

recompensar el desinteresado altruismo de las empresas dispuestas a aventurarse en la FPO.

Lo irónico de todo esto es que, si el tren ejecutivo de la vieja PD-VSA se hubiera salido con la suya, este proceso de desvalorización de la FPO hubiera ocurrido en una coyuntura en la cual nuevamente se ha puesto de manifiesto que los recursos petroleros se están volviendo cada día más escasos, y cada día más valiosos.

## 7.

## LA ORIMULSIÓN: UN BALANCE ECONÓMICO

No constituye una exageración decir que el recuento del análisis de los principales aspectos económicos del mal llamado negocio de Orimulsión se lee como una letanía de catástrofes.

El componente de crudo extra pesado en la Orimulsión siempre se vendió, en el marco de acuerdos de suministro herméticos y de muy largo plazo, a precios muy inferiores a su justo valor de mercado. De hecho, la Orimulsión se vendía más barata hasta que el carbón.

El negocio de Orimulsión siempre generó ganancias contables muy modestas o negativas. De acuerdo a las propias cifras de Bitor, las ganancias registradas en sus libros nunca compensaron el costo del capital invertido y su depreciación.

Las ganancias contables que la misma Bitor calificaba de insuficientes, además, no valoraban a precios genuinos de mercado el capital que PDVSA invirtió en el negocio (ya fuera bajo la forma de gasto de inversión, o bien bajo la forma de descuentos respecto al precio justo de mercado para el crudo extra pesado utilizado en la elaboración del producto).

Los pagos de regalías e impuesto sobre la renta de Bitor siempre fueron minúsculos y, desde un punto de vista fiscal, la Orimulsión fue el peor negocio petrolero de cuantos jamás se han emprendido en Venezuela (inferior incluso a las concesiones del tiempo de Juan Vicente Gómez).

El impacto que tenía la Orimulsión sobre el precio de mercado del combustible residual afectaba negativamente el precio de todas las exportaciones venezolanas de crudo pesado de alto contenido de azufre y, por lo tanto, minaba la rentabilidad del capital utilizado para producir este tipo de crudo, que es justamente el que más abunda en Venezuela.

Como ya se ha dicho muchas veces, los promotores y defensores de la Orimulsión siempre buscaron justificar estos disparates (y las catastróficas pérdidas económicas a los que dieron lugar) con el

argumento de que el bitumen natural era un hidrocarburo con características propias, que lo distinguían radicalmente del petróleo crudo. Dichas características propias explicaban más que satisfactoriamente por qué el precio de la Orimulsión tenía que ser mucho más bajo que el precio del petróleo.

Ahora bien, como también ya se ha aclarado (y se fundamenta con lujo de detalle más adelante), **los hidrocarburos usados para formar Orimulsión eran petróleos crudos extra pesados, los cuales definitivamente NO tenían por qué haberse vendido a precio de carbón.** Por sí sola, la falsedad de la premisa de que la Orimulsión se preparaba con bitumen natural hace añicos los cimientos sobre los cuales siempre se pretendió hacer descansar el negocio. Pero, de hecho, ni siquiera es necesario que esta premisa sea falsa para descalificar al negocio de Orimulsión como terminalmente insensato. Es decir, inclusive si se acepta acriticamente la premisa de que los hidrocarburos usados para formar Orimulsión fueran bitúmenes naturales, hay **evidencia empírica incontrovertible que demuestra que NO HAY NINGUNA RAZÓN para aceptar la conclusión de que dichos bitúmenes se vendieran a precio de carbón.** Dicha evidencia se desprende del caso de una localidad donde se producen auténticos bitúmenes naturales, en enormes cantidades. Los indicadores económicos de las actividades extractivas de la industria petrolera en esta localidad revelan que los productores de bitumen natural nunca lo han malbaratado como carbón (no obstante sus adversas características de calidad), y que el precio de esta materia prima se fija en función del precio del petróleo crudo convencional. Por si esto fuera poco, el análisis histórico revela que, en esta localidad, se llegó a estudiar seriamente la opción de utilizar bitumen natural para producir un combustible indistinguible de la Orimulsión, pero los estudios nunca superaron la etapa de pruebas piloto, evidentemente porque tanto los productores de bitumen como las autoridades reguladoras de la localidad llegaron a la conclusión de que la producción y comercialización de dicho combustible hubiera sido un pésimo negocio para todos los involucrados. La relevancia de esta decisión negativa en conexión con la Orimulsión se ve magnificada porque la localidad en cuestión es Alberta, provincia canadiense donde se encuentran los únicos yacimientos de hidrocarburos pesados en el mundo cuya magnitud es comparable a los que hay en la FPO.

### ¿Por qué la Orimulsión habría de ser más barata que el (verdadero) bitumen natural de Alberta?

Considérese el Gráfico G7.1, en el cual se comparan precios a boca de pozo para el bitumen natural de Alberta, por un lado, y para el crudo extra pesado, por el otro.<sup>235</sup> Como se puede apreciar, **con la excepción de un intervalo relativamente breve a finales de la década de los años noventas, el precio del bitumen natural de Alberta** (utilizado ya sea para elaborar diversas segregaciones comerciales pesadas o bien como insumo de plantas de crudo sintético) **siempre ha excedido por un buen margen el precio del crudo extra pesado utilizado en la formación de Orimulsión**. Evidentemente, **este dato contradice abiertamente la posición de Bitor de que el bitumen natural debería valer lo mismo que el carbón. Por lo mismo, constituye un argumento contundente en contra de la Orimulsión, máxime cuando se piensa que los bitúmenes naturales de Alberta de hecho son extremadamente parecidos, en cuanto a sus parámetros de calidad se refiere, a los crudos extra pesados de la FPO.**

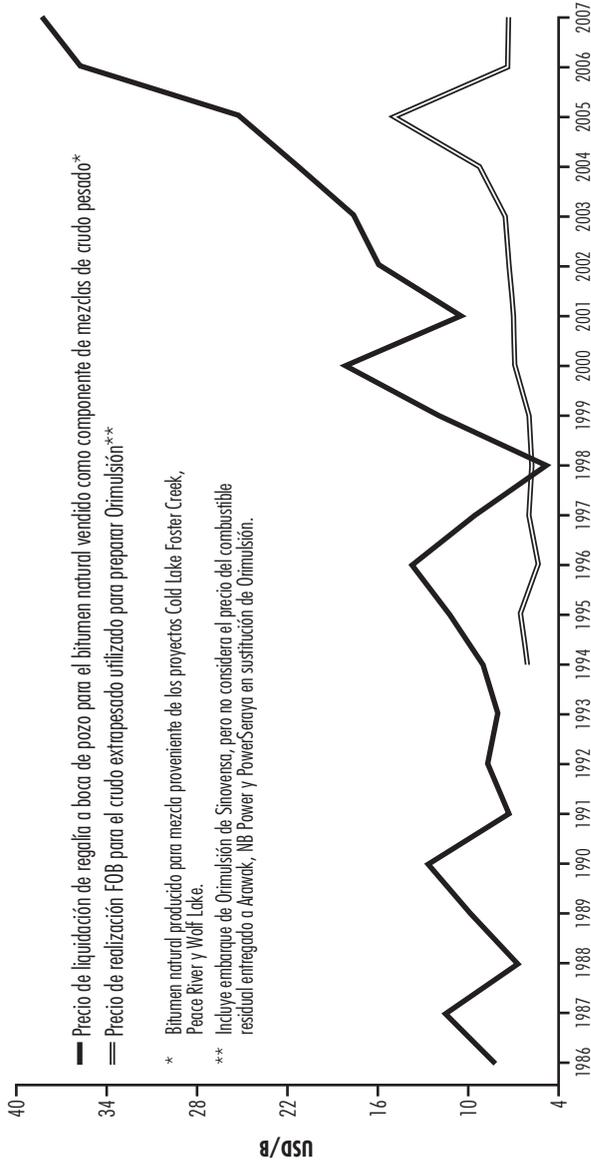
Para poder entender bien en qué radican estas semejanzas entre los bitúmenes naturales de Alberta y los crudos extra pesados de la FPO (y también cuáles son sus implicaciones económicas), es indispensable tener claro qué es lo que hace del bitumen natural, para usar la frase de Aníbal Martínez, un “hidrocarburo distinto, con sus propias características”. Para ello, a su vez, lo ideal es comenzar por la definición de bitumen natural acuñada por la máxima autoridad mundial en esta materia, el Comité de Estándares del Congreso Mundial de Petróleo (CMP).

**De acuerdo a dicha definición, el bitumen natural se caracteriza por tener una viscosidad dinámica mayor a 10,000 mPa.s, medida a la temperatura original en el yacimiento y a presión atmosférica, libre de gas.**<sup>236</sup> Como se puede apreciar, **este criterio hace referencia**

235 Los precios del bitumen natural canadiense se pueden encontrar ST98: Alberta's Energy Reserves and Supply / Demand Outlook. Energy Conservation Board, Calgary, 2009.

236 Aníbal R. Martínez et. al., Study Group Report. Classification and Nomenclature Systems for Petroleum and Petroleum Reserves. 1987 Report. Reprint of the Twelfth World Petroleum Congress. London, John Wiley and Sons, 1987: 3; cursivas nuestras. El milipascal segundo es la unidad para la medición de

**Gráfico 7.1. Comparación de precios para bitúmenes naturales canadienses y crudos extrapesados vaneolanos en usos seleccionados, 1986-2007**



Fuentes: Bitor, Energy Conservation Board (Alberta), Orifuels Sinovensa

**únicamente a una propiedad física (no química) de los hidrocarburos a las cuales se aplica, medida bajo condiciones claramente especificadas** (a presión atmosférica y a la temperatura *original* del yacimiento de donde se extrajeron dichos hidrocarburos). **La propiedad en cuestión indica la resistencia al flujo de estos hidrocarburos en el yacimiento, y el umbral de 10,000 mPa.s define un límite más allá del cual éstos se comportarán como sólidos** (es decir, dejarán de fluir libremente). En este sentido, vale la pena anotar que en toda la historia de la FPO (y hasta el día de hoy), todavía no se ha perforado un pozo mediante el cual se haya producido comercialmente crudo con una viscosidad dinámica mayor a 10,000 mPa.s. Esto quiere decir que, a lo largo de su existencia, Bitor nunca produjo una sustancia que no se comportara como un líquido en el subsuelo y el pozo o, lo que lo mismo, esta filial de PDVSA **jamás produjo ni un solo barril de bitumen natural. NI UNO.**

Saúl Guerrero y otros continúan denunciando esta aseveración, sin embargo, aduciendo que “hacer del bitumen un fluido sujetaría a la Faja del Orinoco a las cuotas OPEP”.<sup>237</sup> Esta objeción es tan absurda como reveladora de la charlatanería pseudo-científica en la que siempre se trató de envolver a la Orimulsión. Al respecto, no queda más que observar que los hidrocarburos en cualquier yacimiento o bien fluyen o bien no fluyen, independientemente del arbitrio o los deseos de quienes buscan explotarlo. Al decir que Bitor jamás produjo bitumen natural, el MENPET simplemente está constatando una realidad empíricamente demostrable, y para nada está buscando “hacer del bitumen un fluido”. Más bien, fueron los promotores y defensores de la Orimulsión quienes *arbitrariamente* pretendieron tratar a los crudos de la FPO como si éstos no fluyeran, para así poder sustraerlos del mecanismo de cuotas OPEP.

**La viscosidad tiene un enorme impacto del lado de los costos de producción de hidrocarburos.** Como apuntan Carlson *et al.*, la viscosidad “es la propiedad clave de un fluido que más afecta las operaciones de recuperación ... Restringe la posible selección de tecnologías de recuperación, impacta la eficiencia de la recuperación e impide el

---

viscosidad dinámica del sistema métrico decimal, de dimensión gramo por centímetro por segundo. Esta unidad es equivalente al centipoise (cP).

237 Saúl Guerrero, “Emulsion Fuels...”: 25.

<b>Cuadro 7.1. Comparación de los rendimientos en destilación simple de crudos seleccionados</b>			
<b>Producto (% vol.)</b>	<b>Temperatura de corte (°F)</b>	<b>Anaco Wax</b>	<b>Tía Juana Pesado</b>
Metano		0,00	0,00
Etano		0,01	0,00
Propano		0,32	0,00
Iso-butano		0,59	0,00
Normal butano		1,27	0,00
Gasolina natural	55-160	11,47	0,10
Nafta	160-350	38,74	1,35
Turboqueroseno	350-525	13,85	4,60
Diesel	525-650	9,52	6,82
Gasóleo de vacío ligero	650-850	14,33	24,52
Gasóleo de vacío pesado	850-1000	6,83	13,23
Residuo de vacío	1000+	3,58	49,38
<b>Características del crudo</b>			
Gravedad API		41,61	11,00
Contenido de azufre		0,22	2,66
Punto de fluidez (°C)		0	-16

transporte a los mercados –factores todos que controlan la viabilidad económica de cualquier proyecto”.<sup>238</sup> **En cambio, la viscosidad tiene poco o nada que ver con el valor de mercado de un hidrocarburo cualquiera. Ciertamente, el valor de mercado de los hidrocarburos con una alta viscosidad tiende a ser bajo, pero esto se debe a que la mayoría de dichos hidrocarburos son viscosos porque son muy densos** (es decir, porque tienen una baja gravedad API o, lo que es lo mismo, porque contienen un porcentaje muy reducido de fracciones volátiles como gasolinas, naftas, y gases líquidos de petróleo). **La densidad es el mejor indicador no solamente de los rendimientos de diversos productos que se obtienen cuando un hidrocarburo cualquiera se somete a destilación, sino también de la dificultad de remover algunos de los contaminantes (especialmente azufre) presentes en dichos productos.**<sup>239</sup>

No es la viscosidad sino la densidad (medida, por ejemplo, en grados API) el parámetro relevante para todo cuanto tiene que ver con cuestiones de procesamiento y refinación y, por extensión, con la determinación del valor de mercado de los hidrocarburos. Esto se puede apreciar fácilmente al comparar la canasta de productos que se obtienen de dos crudos venezolanos de similar viscosidad (es decir, resistencia al flujo)<sup>240</sup> pero muy desigual densidad: Tía Juana Pesado, por un lado, y Anaco Wax (segregación ligera caracterizada por un elevado contenido de ceras), por el otro (Cuadro C7.1). Este cuadro también revela que el crudo Anaco Wax tiene una mayor resistencia al flujo que el crudo Tía Juana Pesado (el primero deja de fluir a una temperatura menor 0°C, el segundo solamente a temperaturas inferiores a -16°C), a pesar de que el primero es mucho más ligero que el segundo.

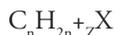
238 R.M.K. Carlson and M.M. Pena, M.M. Boduszynski, C.E. Rechsteiner, y A.S.G. Shafizadeh “Geochemical–Viscosity Correlations Among Heavy Crude Oils of the San Joaquin Valley, California”, *Actas de la Séptima Conferencia Internacional sobre Crudo Pesado y Arenas Bituminosas de UNITAR (UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands)*, Octubre 27-30, 1998, Beijing, China, 1998-203: 1).

239 Entre más denso sea un crudo contendrá más átomos de carbono. Estos átomos se ordenan en moléculas que atrapan a los heteroátomos presentes en el crudo. Entre más densa sea la red de moléculas de carbono, más difícil se vuelve separar a los heteroátomos de la misma.

240 La resistencia al flujo de un hidrocarburo líquido fuera del yacimiento se mide con un indicador llamado punto de fluidez (pour point), que es la temperatura a la cual el hidrocarburo comienza a fluir libremente.

Ahora bien, la gravedad API de un hidrocarburo será menor en la medida en que más alta sea la temperatura de ebullición atmosférica (y, por ende, el peso molecular) de las fracciones que lo conforman. **Una gravedad API baja (alta densidad), entonces, es sinónimo de deficiencia de hidrógeno.**<sup>241</sup> A su vez, la deficiencia de hidrógeno de un hidrocarburo **es el mejor indicador de la intensidad y costo del procesamiento que éste requerirá para transformarse en alguno de los derivados petrolíferos más demandados** (gasolina, diesel, turboqueroseno), ya que la esencia de los procesos de conversión de residuos y mejoramiento consiste justamente en agregarles átomos de hidrógeno a las moléculas, o bien en quitarles átomos de carbón.

Los condensados, petróleos crudos y bitúmenes naturales son mezclas inmensamente complejas de literalmente miles de compuestos orgánicos de muy diversos pesos moleculares, número y estructura de átomos de carbono, y deficiencia de hidrógeno. Cada uno de estos compuestos se puede describir genéricamente con la siguiente fórmula general:



donde:

C - Carbono

n – número de átomos de carbono en una molécula

H - Hidrógeno

Z – coeficiente de deficiencia de hidrógeno

X - heteroátomos (azufre, nitrógeno, oxígeno, vanadio y níquel)

---

241 Considérense tres compuestos que tienen el mismo número de átomos de carbono (en este caso, 16) y pesos moleculares muy similares: hexadecano, perhidropireno y pireno. El primero, con una estructura rica en parafinas (y un valor de  $Z=+2$ ) tiene una gravedad de 51.5°API. El segundo tiene una estructura nafténica de cuatro anillos de carbono saturados que es más deficiente en hidrógeno ( $Z= -6$ ), y una gravedad de 12.4°API. Finalmente, el tercero tiene una estructura aromática de cuatro anillos no saturados que es extremadamente pobre en hidrógeno ( $Z= -22$ ), lo que le confiere una gravedad -20.2° API (M.M. Boduszynski, C.E. Rechsteiner, A.S.G. Shafizadeh, y R.M.K. Carlson, "Composition and Properties of Heavy Crudes," Actas de la Séptima Conferencia Internacional sobre Crudo Pesado y Arenas Bituminosas de UNITAR (UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands), Octubre 27-30, 1998, Beijing, China, 1998-202: 2).

En esta fórmula, el componente clave es el coeficiente de deficiencia de hidrógeno el cual, a su vez, es función del número total de anillos de carbono y los dobles enlaces en la estructura molecular:

$$Z = 2 - 2 * (\text{Número de anillos} + \text{Número de enlaces dobles})$$

Para efectos de economía de proceso, entonces, es razonable afirmar que la deficiencia de hidrógeno de un condensado, crudo o bitumen natural es la sumatoria, ponderada por masa, de las deficiencias de hidrógeno de sus miles de compuestos constituyentes.<sup>242</sup> Simplificando un poco, lo anterior quiere decir que, **si de lo que se trata es de establecer si dos hidrocarburos (un crudo extra pesado y un bitumen natural, digamos) debieran tener un valor económico similar una vez extraídos de sus respectivos yacimientos, entonces lo que se debe hacer es analizar sus respectivos coeficientes de deficiencia de hidrógeno, y para nada su viscosidad.** Y da la casualidad que **los coeficientes de deficiencia de hidrógeno de todos los crudos extra pesados del Orinoco, por un lado, y los bitúmenes naturales de Alberta, por el otro, son extremadamente similares.** De hecho, dado que los bitúmenes naturales de Alberta tienen un contenido mayor de asfaltenos (aglomeraciones de moléculas insolubles de elevado peso molecular)<sup>243</sup> que los crudos extra pesados de la FPO, el coeficiente de deficiencia de hidrógeno de los primeros es peor que el de los segundos. Es decir, **sobre la base de las respectivas composiciones químicas de estos hidrocarburos, no hay forma alguna en la que se pueda explicar, justificar o aceptar que el crudo extra pesado del Orinoco utilizado para producir Orimulsión jamás se haya podido cotizar por debajo del bitumen natural de Alberta.**

242 Por ejemplo, para obtener una hidrogenación completa y la apertura del anillo de una molécula con 40 átomos de carbono y un coeficiente  $Z = -36$ , sin que haya ningún cambio en el número de átomos de carbono, se requerirán nada menos que 5,000 pies cúbicos de hidrógeno por cada barril de hidrocarburo. El mejoramiento de un barril de crudo extra-pesado requiere cuando menos 500 pies cúbicos de gas natural.

243 La fracción de asfaltenos de un crudo puede definirse como aquella que se precipita tras la adición de un solvente parafínico con bajo punto de ebullición (bajo peso molecular) como el normal-pentano. El peso molecular de estos compuestos va de varios cientos a varios miles de gramos por mole. A la fracción soluble se le llama maltenos.

**Los precios a los cuales se llegó a vender la Orimulsión, en aras de compensar las desventajas económicas de plantas generadoras poco eficientes diseñadas para quemar combustibles residuales, lucen aún más intolerables cuando se considera que, en Alberta, British Petroleum (BP) y Alberta Energy Co. (hoy EnCana) desarrollaron un combustible compuesto en un 65 por ciento de bitumen natural de Wolf Lake y en un 35 por ciento de agua, llamado Transoil.** Al igual que en el caso de la Orimulsión, el desarrollo del Transoil obedeció a la búsqueda de un método barato y eficiente para transportar hidrocarburos muy densos, que no involucrara el uso ni de calentamiento ni de dilución mediante hidrocarburos ligeros.<sup>244</sup> De hecho, Transoil fue el resultado de un intenso esfuerzo conjunto de investigación y desarrollo entre BP y PDVSA en torno a la aplicación de tecnología de emulsiones en cuestiones de transporte, y que en Venezuela cristalizó en un producto no comercial conocido como Imulsión, predecesor inmediato de la Orimulsión.<sup>245</sup>

**Como parte de las pesquisas en torno a las propiedades de Transoil, y sobre la base de resultados obtenidos en pruebas de combustión de Imulsión en Venezuela, a finales de la década de los años ochentas, el combustible canadiense también fue sometido a este tipo de pruebas, tras las cuales se concluyó que, al igual que la Orimulsión, constituía “una alternativa aceptable para el combustible residual No. 6”.**<sup>246</sup> Sin embargo, este veredicto se refería a la factibilidad técnica de Transoil, y no a su viabilidad como negocio. **BP consideró desarrollar un combustible comercial a partir del Transoil, pero esta idea se vio siempre comprometida porque los costos de extracción del bitumen natural, aún en las zonas más favorables de Alberta, eran (y siguen siendo) un múltiplo no solamente de los costos en la FPO sino también del precio al cual PDVSA estaba dispuesta a vender la Orimulsión. De forma**

244 W.A. Hardy, S.P. Sit y A. Stockwell, “Heavy Oil Emulsion Pipeline Test Meets Targets”, *Oil and Gas Journal*, 87, no. 10 (1989): 39-43.

245 Brossard, op. cit.: 172-3.

246 J.K. Wong, G.N. Banks, y H. Whaley, *Combustion Evaluation of BP Transoil Emulsion in CCRL Pilot-scale Flame Tunnel Furnace*, Energy Research Laboratories Report ERL-17(CF), Energy, Mines and Resources Canada, CANMET, Ottawa, Canada, Marzo de 1989. Las características de combustión del Transoil eran muy similares a las de la Orimulsión, como cabría esperar.

**reveladora, BP nunca solicitó una autorización regulatoria para proceder con una iniciativa de esta naturaleza.**

Las diversas complicaciones asociadas a la refinación de bitumen natural o crudo transportado en forma de Transoil, llevaron a BP a concluir que el futuro de sus actividades de bitumen natural en Alberta no era promisorio, y en 1989 la compañía emprendió una retirada estratégica de esta provincia petrolera y puso fin al proyecto Transoil. De forma más o menos simultánea, sin embargo, BP se asoció con Bitor para continuar desarrollando la Orimulsión, con miras a la comercialización a gran escala de este producto en Europa. A la luz de su abandono de la iniciativa Transoil, el que BP estuviera dispuesta a apoyar a BP Bitor es una decisión que se explica porque la compañía concluyó, lamentablemente de forma correcta, que se le abría una oportunidad de negocio potencialmente atractiva para ella, merced a que PDVSA había logrado que el gobierno de Venezuela se olvidara de su papel de custodio de los recursos petroleros de la Nación venezolana y de la obligación que dicho papel conlleva: maximizar la retribución patrimonial que la Nación recibe, en la forma de impuestos y regalías, por todos y cada uno de los barriles de crudo y pies cúbicos de gas que se separan, para siempre, del subsuelo venezolano.

Como se puede apreciar, la distinción entre bitumen natural y petróleo crudo extra pesado, sobre la cual se erigió todo el edificio de la Orimulsión, es análoga a la diferencia que media entre el hielo, por un lado, y el agua, por el otro. En ciertas circunstancias, que el agua se encuentre en estado sólido o líquido es algo que puede tener enorme relevancia: la Antártida es el lugar más árido y hostil para la vida en toda la Tierra a pesar de la presencia de cantidades inimaginables de agua dulce en forma de hielo. Pero en otras circunstancias, específicamente si de lo que se trata es de determinar el valor económico sobre la base de la composición química, el estado físico del agua es más bien irrelevante; después de todo, la fórmula química del agua líquida es la misma que la del hielo ( $H_2O$ ). Desde luego, el hecho que el agua se encuentre en forma líquida o sólida no es algo que carezca de implicaciones económicas (por ejemplo, obtener agua potable será mucho más costoso si para hacerlo se tiene que derretir un iceberg, en lugar de extraerla de un pozo). Pero, en igualdad de circunstancias, el valor de uso de un vaso de agua cualquiera no dependerá de su origen. En otras palabras, el precio que un consumidor estará dispuesto a pagar

por un vaso lleno de agua común y corriente debería ser igual que el de un vaso lleno de agua proveniente de hielos derretidos, siempre y cuando el agua en ambos vasos sea comparable en cuanto a su pureza, contenido de sales, y demás.

Si uno parte de esta sencilla noción, resulta sumamente revelador el análisis de la absurda parábola con la que Luis Pacheco buscaba ilustrar la racionalidad económica de de la Orimulsión (y descalificar la decisión del MENPET de acabar con este negocio). Según Pacheco, se podía establecer una analogía entre Venezuela y un “un pueblo imaginario cuyo sustento es la explotación de una mina cuyo mineral es muy deseado”. A su vez, la Orimulsión podía verse como un negocio que explota una de las “galerías más periféricas” de la mina, en la cual supuestamente se encuentra una “veta de menor calidad” cuyo “precio de venta ... es más bajo”.<sup>247</sup> Ahora bien, el parámetro de calidad que según Pacheco disminuía la calidad de esta veta en particular, a comparación del resto de la mina (que es la FPO), es la viscosidad (que, a final de cuentas, es lo que separa y distingue al petróleo crudo, de un lado, del bitumen natural, del otro). Pero, como ya se ha visto, el valor de un bitumen natural debería ser muy similar al de un crudo extra pesado con idéntico coeficiente de deficiencia de hidrógeno, independientemente de que la viscosidad del primero implique costos de producción más elevados. **Por lo tanto, decir que el carácter supuestamente bituminoso de los hidrocarburos utilizados para preparar Orimulsión les confería a éstos un valor ínfimo a comparación de otros crudos extra pesados de la FPO del Orinoco, similarmente deficientes en hidrógeno, es tan absurdo como afirmar que un vaso de “hielo derretido” debería valer mucho menos que un vaso de “agua”** (y huelga decir que es todavía más absurdo aceptar que un vaso de “hielo derretido”, producido a bajo costo en Venezuela, se venda con un descuento significativo respecto a un vaso de “hielo derretido” producido, a un costo elevado, en Alberta).

Puestas así las cosas, el innegable prestigio que durante mucho tiempo gozó la Orimulsión en el seno de la opinión pública venezolana luce a primera vista incomprensible, lo mismo que el apoyo y promoción sin precedentes que una sucesión de gobiernos venezolanos dieron a la Orimulsión. La segunda parte de este informe busca

---

247 Pacheco, op. cit.

dar una explicación comprensiva para estas aparentes anomalías, demostrando ante todo cómo la vieja PDVSA se dedicó a manipular con descaro diversas definiciones de índole técnica, con miras a crear un ambiente de total confusión y desinformación que le permitiera defender y promover su agenda anti-nacional en todo lo referente al negocio de la Orimulsión. Pero la propagación e institucionalización de todas las mentiras en torno a la Orimulsión (que llevaron a la consagración de este producto como máximo orgullo de la industria petrolera nacionalizada) solamente fueron posibles porque formaron parte de un esfuerzo más amplio mediante el cual, durante décadas, la vieja PDVSA desmanteló el marco regulador derivado de la nacionalización petrolera, las más de las veces con la complicidad de la clase política de la IV República.

## **Resumen**

Los hidrocarburos usados para formar Orimulsión eran petróleos crudos extra pesados, los cuales definitivamente NO tenían por qué haberse vendido a precio de carbón. Pero inclusive si se acepta acriticamente la premisa de que los hidrocarburos usados para formar Orimulsión eran bitúmenes naturales, hay evidencia empírica incontrovertible que demuestra que NO HAY NINGUNA RAZÓN para aceptar la conclusión de que dichos bitúmenes se tuvieran que vender a precio de carbón. Dicha evidencia indica que, con la excepción de un intervalo relativamente breve a finales de la década de los años noventas, el precio del bitumen natural de Alberta siempre ha excedido por un buen margen el precio del crudo extra pesado utilizado en la formación de Orimulsión. Este dato contradice abiertamente la posición de Bitor de que el bitumen natural debería valer lo mismo que el carbón y, por lo mismo, constituye un argumento contundente en contra del producto.

El bitumen natural se caracteriza por tener una viscosidad dinámica mayor a 10,000 mPa.s, medida a la temperatura original en el yacimiento y a presión atmosférica, libre de gas. La propiedad en cuestión indica la resistencia al flujo de los hidrocarburos en el yacimiento, y el umbral de 10,000 mPa.s define un límite más allá del cual éstos se comportarán como sólidos. Esta propiedad tiene un enorme impacto del lado de los costos de producción. En cambio, la

viscosidad tiene poco o nada que ver con el valor de mercado de un hidrocarburo cualquiera.

El valor de mercado de los hidrocarburos con una alta viscosidad tiende a ser bajo, pero esto se debe a que la mayoría de dichos hidrocarburos son viscosos porque son muy densos. La densidad es el mejor indicador no solamente de los rendimientos de diversos productos que se obtienen cuando un hidrocarburo cualquiera se somete a destilación, sino también de la dificultad de remover los contaminantes (especialmente azufre) presentes en dichos productos. Una gravedad API baja (alta densidad) es sinónimo de deficiencia de hidrógeno, la cual a su vez es el mejor indicador de la intensidad y costo del procesamiento que un crudo o bitumen natural cualquiera requerirá para transformarse en alguno de los derivados petrolíferos más demandados.

Si de lo que se trata es de establecer si dos hidrocarburos (un crudo extra pesado y un bitumen natural, digamos) deberían tener un valor económico similar, *una vez extraídos de sus respectivos yacimientos*, entonces lo que se debe hacer es fijarse en sus respectivos coeficientes de deficiencia de hidrógeno, y para nada en su viscosidad.

Los coeficientes de deficiencia de hidrógeno de todos los crudos extra pesados del Orinoco, por un lado, y los bitúmenes naturales de Alberta, por el otro, son extremadamente similares. Dadas estas similitudes, no hay forma alguna en la que se pueda explicar, justificar o aceptar que el crudo extra pesado del Orinoco utilizado para producir Orimulsión jamás se haya podido cotizar por debajo del bitumen natural de Alberta.

Los precios a los cuales se llegó a vender la Orimulsión lucen aún más intolerables cuando se considera que en Alberta también se desarrolló un combustible, llamado Transoil, compuesto en un 65 por ciento de bitumen natural de Wolf Lake y en un 35 por ciento de agua. Como parte de las pesquisas en torno a las propiedades de Transoil, se concluyó que, al igual que la Orimulsión, éste constituía una alternativa aceptable para el combustible residual. BP consideró desarrollar un combustible comercial a partir del Transoil, pero abandonó esta idea porque los costos de extracción del bitumen natural eran un múltiplo no solamente de los costos en la FPO sino también del precio al cual PDVSA estaba dispuesta a vender la Orimulsión.

En suma, decir que el carácter supuestamente bituminoso de los hidrocarburos utilizados para preparar Orimulsión les confería a éstos

un valor ínfimo a comparación de otros crudos extra pesados de la FPO o de los bitúmenes naturales de Alberta, similarmente deficientes en hidrógeno, es tan absurdo como afirmar que un vaso de “hielo derretido” debe valer mucho menos que un vaso de “agua”.



## SEGUNDA PARTE

# ANÁLISIS CIENTÍFICO E INSTITUCIONAL DE LA POLÍTICA DE ORIMULSIÓN

*No vamos a hablar de la estrategia por medio de la cual el capital trasnacional hizo una subvaloración de lo que teníamos en la Faja y convirtió, por obra y gracia de los abogados de los lobistas, la reserva más grande de petróleo del planeta en una reserva de bitumen.*

*Fue aquella campaña tan promocionada por los grandes medios de comunicación de la Faja Bituminosa del Orinoco, es decir, algo que no era petróleo, algo que era similar al carbón y en consecuencia debíamos agradecer que alguna compañía internacional viniera a hacerse cargo de eso que no era petróleo ni era nada, sino que era algo como misterioso que no podía ser manejado ni explotado.*

Discurso del ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo y presidente de PDVSA, Ing. Rafael Ramírez, en la Asamblea Nacional, con motivo del Arbitraje PDVSA – ExxonMobil, Caracas, 14 de Febrero de 2008



8.  
CONSIDERACIONES EN TORNO  
AL BITUMEN NATURAL

Es una de las afirmaciones medulares de este informe que el mal llamado “negocio” de la Orimulsión siempre giró en torno a la manipulación de diversas definiciones de índole técnica, muy especialmente las de bitumen natural y petróleo crudo. Una de las cosas que hizo posible esta manipulación es el hecho que, como bien señalan los autores de un número especial del *US Geological Survey Bulletin* dedicado al tema de la *Definición y Recursos Mundiales de Bitúmenes Naturales*, la utilización en diversas circunstancias y países de distintos términos y parámetros para distinguir a los bitúmenes naturales de otros hidrocarburos ha respondido a “requerimientos particulares [no necesariamente compatibles y muchas veces coyunturales] de geólogos, ingenieros, refinadores o abogados”.<sup>248</sup> En vista de ello, y de la conveniencia de apuntalar las conclusiones presentadas en las secciones anteriores (dedicadas al análisis puramente cuantitativo), esta parte del reporte comenzará con una labor de desbroce terminológico y conceptual, la cual tiene por objetivo establecer inequívocamente el significado de una serie de términos que se utilizarán a lo largo del mismo, poniendo especial atención sobre el vocablo que mayor relevancia tiene para comprender el desastre económico que ha representado la Orimulsión para Venezuela: **bitumen natural**.

### **Bitumen vs. bitumen natural**

El primer paso para entender qué es el bitumen natural consiste en establecer las diferencias que hay entre el bitumen propiamente dicho, por un lado, y el bitumen natural, por el otro. Para ello, hay que recordar que el petróleo se deriva de materia orgánica, rica en lípidos, contenida en rocas sedimentarias. La gran mayoría de esta materia

---

248 Richard F. Meyer y Wallace de Witt, Jr., “Definition and World Resources of Natural Bitumens”, *US Geological Survey Bulletin* No. 1944 (1990): 1.

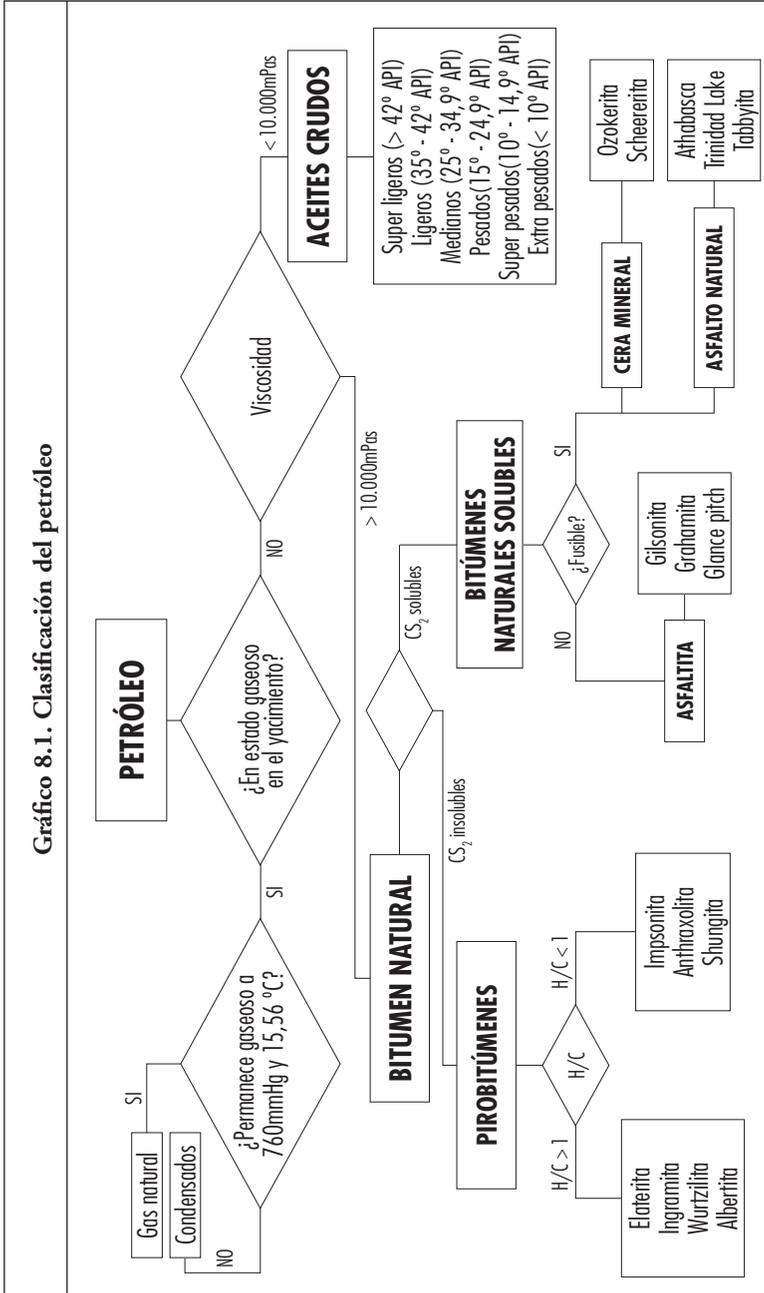
orgánica existe bajo la forma de **kerógeno**, cuya característica principal es que es *insoluble* en solventes orgánicos comunes. A aquella parte del contenido orgánico de una roca sedimentaria que sí es *soluble* en solventes orgánicos se le da el nombre genérico de **bitumen** (o mineral bituminoso). Dicho bitumen se forma como resultado de la ruptura de enlaces químicos en las moléculas que componen el kerógeno, por efecto del incremento en temperatura y presión a grandes profundidades, a escalas geológicas de tiempo.

Aunque, estrictamente hablando, el término bitumen “incluye todos los hidrocarburos naturales” (ya que todos ellos son solubles en solventes orgánicos comunes)<sup>249</sup>, generalmente se entiende por este término una sustancia sólida o semisólida derivada del kerógeno y que es *precursora* del petróleo.<sup>250</sup> La voz **petróleo**, a su vez, engloba a todos los hidrocarburos existentes en estado gaseoso, líquido o semi-líquido en su reservorio natural (Gráfico G8.1). Es decir, el petróleo puede encontrarse ya sea bajo la forma de gas natural—el cual no se condensa a condiciones estándar de temperatura y presión (760 mm Hg o 101 kPA, 60°F o 15.6°C)—bajo la forma de *condensado*—el cual se encuentra en fase gaseosa bajo tierra pero se condensa en la superficie a condiciones estándar de temperatura y presión—bajo la forma de *aceite crudo de petróleo* (petróleo crudo) y, finalmente, bajo la forma de *bitumen natural*.

El bitumen precursor del petróleo (mineral bituminoso) es una sustancia *autóctona* o *nativa*; o sea, se le encuentra en el sitio donde la materia orgánica de la cual se originó fue sepultada y en donde se transformó, subsecuentemente, en kerógeno primero y en bitumen después. En este sentido, el bitumen o mineral bituminoso se parece al carbón o a los esquistos bituminosos (*oil shales*). En cambio, el petróleo—en sus manifestaciones gaseosas, líquidas o semi-sólidas—se genera en una roca matriz (compuesta en su parte orgánica, como ya se ha dicho, de *bitumen*), de la cual es *expulsado* posteriormente por influjo de la presión, la temperatura y diferencias de densidad. El petróleo expulsado migra entonces a través de sedimentos porosos hasta que su movimiento ulterior se ve impedido por un sello impermeable o una falla, lo cual da lugar a que el petróleo se acumule en un yacimiento o campo. El

249 John M. Hunt, *Petroleum Geochemistry and Geology*. New York, W.H. Freeman and Company, 1996 (2da. ed.): 413.

250 Aunque no todos los kerógenos necesariamente tienen que pasar por una fase intermedia de bitumen para generar petróleo (ibid.: 128).



petróleo, por lo tanto, es una sustancia *alóctona*, y en gran parte a esto se deben las importantes diferencias entre la composición química del bitumen o mineral bituminoso, por un lado, y la composición química del petróleo en sus diversas manifestaciones físicas (es decir, estados de la materia), por el otro. Diferencias de composición similares también son observables entre el bitumen precursor y los bitúmenes naturales, ya que estos últimos (lo mismo que el aceite crudo de petróleo, los condensados y el gas natural) son sustancias *alóctonas*.<sup>251</sup>

### **Viscosidad dinámica en el yacimiento: único criterio para determinar si una sustancia es o no es un bitumen natural**

Una característica distintiva de los bitúmenes naturales como grupo es su gran heterogeneidad, la cual refleja a su vez la variedad de procesos a través de los cuales se pueden originar estas sustancias. Por ejemplo, en yacimientos someros, la generación de petróleo a partir de bitumen precursor pudo dar lugar a bitumen natural debido a la insuficiente maduración térmica de los hidrocarburos.<sup>252</sup> A la inversa, aceites crudos térmicamente maduros pueden haberse transformado en bitúmenes naturales por influjo de la acción bacteriana, la evaporación de fracciones volátiles, la acción de aguas meteorizadas y la diagénesis de sedimentos, o una combinación de dos o más de estos procesos. Asimismo, los bitúmenes naturales también pueden formarse como sub-productos derivados de, entre otros procesos naturales, el desasfaltamiento *in situ* de aceites crudos relativamente ligeros (como se observa en algunos yacimientos marinos noruegos y del Golfo de México, y en Alaska), la deshidratación y engrosamiento de fracciones provenientes de crudos cerosos (evidenciada en yacimientos en Wyoming y Utah) e inclusive la transformación del aceite crudo en gas natural por destrucción térmica a grandes profundidades (como se ha constatado en algunos yacimientos de gas natural en aguas profundas del Golfo de México).<sup>253</sup>

251 Por eso, a los bitúmenes naturales también se les puede llamar “migrabitúmenes” (J. G. Speight, *The Chemistry and Technology of Petroleum*. New York, Marcel Dekker, 1999: 49).

252 La maduración térmica provoca que la gravedad API de la mayoría de los crudos se incremente en un grado API por cada 60–120 metros de profundidad adicionales (Hunt, op. cit.: 444).

253 En muchos yacimientos profundos de gas natural se pueden encontrar bitúme-

Los bitúmenes naturales se pueden dividir en dos grandes grupos. El primero está constituido por los pirobitúmenes asfálticos, los cuales son insolubles en bisulfuro de carbono, y están representados, por ejemplo, por la wurtzilita, elaterita, ingramita, albertita, antraxolita, etc. El segundo grupo es el de los bitúmenes solubles propiamente dichos, entre los cuales se cuentan las ceras minerales (como la ozokerita), los asfaltos naturales (como aquéllos de las yacimientos del Athabasca, el Lago de Brea en Trinidad y el lago Guanoco en Venezuela), y las asfaltitas (como la gilsonita y la grahamita).<sup>254</sup>

Las diferencias que separan a los distintos tipos de bitumen natural pueden llegar a ser extremas. Para apreciar esto, basta contrastar un pirobitumen asfáltico con la consistencia y rigidez de una piedra y una bajísima razón hidrógeno/carbono (H/C) de 0.15, por ejemplo, por un lado, con una cera mineral suave, fácilmente fusible y con una razón hidrógeno/carbono superior a la unidad (1.5), por el otro. No obstante lo anterior, tanto el pirobitumen como la cera mineral son clasificados como bitúmenes naturales porque cumplen con el criterio que, según el Comité de Estándares del CMP, determina **con prioridad sobre cualquier otro** la pertenencia o no de un hidrocarburo cualquiera al conjunto de los bitúmenes naturales; a saber, **una viscosidad dinámica mayor a 10,000 mPa.s, medida a la temperatura original en el yacimiento y a presión atmosférica, libre de gas.**<sup>255</sup> En cambio, **todos aquellos hidrocarburos que tienen una viscosidad dinámica menor a 10,000 mPa.s, medida a la temperatura original en el yacimiento y a presión atmosférica, libres de gas, son aceites crudos de petróleo.**

Es muy importante resaltar tres cosas a propósito de este criterio clave de clasificación. **Primero** que nada, **el criterio hace referencia a una propiedad física** (la viscosidad dinámica) de las sustancias a las cuales se aplica. **Segundo, esta propiedad tiene que medirse bajo condiciones claramente especificadas** (a presión atmosférica y a la temperatura *original* del yacimiento de donde se extrajo la sustancia).

---

nes naturales y pirobitúmenes en concentraciones de 1 al 3 por ciento (Hunt, op. cit.: 445).

254 Todas estas sustancias se describen en gran detalle en Herbert Abraham, *Asphalts and Allied Substances. Their Occurrence, Mode of Production, Uses in the Arts and Methods of Testing*. Londres, Chapman and Hall Ltd., 1938, pp. 1491. Véase también Speight, op. cit.

255 Aníbal R. Martínez et. al., *Study Group Report...*: 3; cursivas nuestras.

**Tercero** –y éste es un punto de gran relevancia para el caso de Venezuela– **existen aceites crudos de petróleo cuya viscosidad dinámica puede ser cercana a 10,000 mPa.s**, generalmente porque contienen un porcentaje muy bajo de hidrocarburos ligeros (como gasolinas, naftas, y gas líquido de petróleo) o bien, menos comúnmente, porque contienen un porcentaje muy alto de ceras.<sup>256</sup>

La densidad de algunos de estos crudos viscosos puede llegar a ser mayor o igual a la densidad del agua (10°API o 1,000 kilogramos por metro cúbico). **Pero estos crudos extra pesados NO son bitúmenes naturales justamente porque su viscosidad es menor a 10,000 mPa.s a la temperatura original del yacimiento y condiciones atmosféricas, libres de gas** y, por lo tanto, forman parte de “la porción de petróleo que existe en fase líquida en yacimientos naturales en el subsuelo”.<sup>257</sup> En este sentido, vale la pena citar el dictamen de Aníbal Martínez, quien fungiera como moderador de las sesiones del Comité de Estándares del CMP de las cuales emanó la definición de bitumen natural, de que **la caracterización del petróleo solamente se debe hacer “aplicando el criterio de la viscosidad dinámica, que es el único que puede situar las sustancias en la porción petróleo crudo o la porción bitumen natural, de ninguna manera por la dificultad de la operación de recobro o conforme un determinado peso específico”**.<sup>258</sup>

El énfasis del CMP sobre la viscosidad como piedra de toque para separar a los bitúmenes naturales de los aceites crudos de petróleo es tan comprensible como justificable. Como observan Meyer y de Witt, la viscosidad es la propiedad clave de un fluido que más afecta las operaciones de recuperación de petróleos pesados.<sup>259</sup> Es de lamentarse que, como se verá más adelante, un científico tan distinguido como Aníbal Martínez haya demostrado estar dispuesto no solamente a ignorar sistemáticamente las reglas y criterios de clasificación *que él mismo ayudó*

256 Por ejemplo, en la República Popular China se han encontrado yacimientos de crudos pesados cerosos con una viscosidad dinámica, a temperatura original del reservorio, superior a los 50,000 mPa.s (Meyer y de Witt, op. cit.: 8). La gravedad de estos crudos (hasta 13° API) es significativamente mayor que la de los crudos extra pesados venezolanos.

257 Martínez et. al., op. cit.: 3. Cursivas nuestras.

258 Aníbal R. Martínez, La Faja...: 182.

259 Meyer y de Witt, op. cit.: 9.

*a formular*, sino inclusive a tergiversar dichas reglas y criterios hasta el punto de volverlos irreconocibles, y todo en aras de un desbordante –y malaconsejado– entusiasmo por la Orimulsión.<sup>260</sup>

### La confusión entre bitúmenes naturales y asfaltos naturales

La viscosidad dinámica no tiene una relación causal o unívoca con los orígenes de un bitumen natural o de un crudo extra pesado cualquiera, ni tampoco con muchas de las propiedades físicas claves de dichas sustancias (como son su solubilidad, dureza, fusibilidad, color, o densidad). Esto quiere decir que un esquema de clasificación basado sobre un criterio único como éste es, al decir de Silverman, “puramente descriptivo, más que genético, en el sentido que promueve delimitaciones arbitrarias basadas en propiedades físicas y químicas específicas de los componentes orgánicos ... y la naturaleza de los componentes minerales inorgánicos”. Entre otras cosas, un esquema de esta naturaleza no puede “identificar procesos físicos, biológicos o químicos responsables de la formación de los depósitos de crudo pesado”.<sup>261</sup> Por esta razón, Cornelius consideró que valía la pena pensar en un esquema mucho más complejo para establecer una clasificación y genealogía de las subespecies de bitumen natural, sobre la base de un diagrama ternario de contenido de aceites/resinas/asfaltenos, con un mapa de gravedad superimpuesto, que reflejara de manera más fiel la heterogeneidad de los hidrocarburos que conforman el conjunto de los bitúmenes naturales.<sup>262</sup>

260 En su capacidad de presidente del Frente ProDefensa del Petróleo, Martínez (quien fundara esta organización en 1969) fungió como jefe de una delegación que abogó (infructuosamente) a favor de la Orimulsión en una audiencia pública en una corte administrativa de Florida, en relación a la tentativa por parte de la compañía de electricidad Florida Power and Light de convertir su planta termoelectrónica de Manatee a la combustión de Orimulsión (Martínez, *La Faja...*: 210). Martínez ha criticado duramente la decisión del MENPET de poner fin a la Orimulsión.

261 S.R. Silverman, “Geochemistry and Origin of Natural Heavy Oil Deposits”, en George V. Chilingarian y Teh. Fu Yen (eds.), *Bitumens, asphalts, and tar sands*. Amsterdam, Elsevier Scientific Publications, 1978: 17.

262 C.D. Cornelius, “Classification of Natural Bitumen: a Physical and Chemical Approach”, en R.F. Meyer, ed., *Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen: AAPG Studies in Geology 25*. Tulsa, American Association for Petroleum Geologists, 1987: 173.

El esquema que desarrolló Cornelius ciertamente cumple con el cometido de resaltar la gran diversidad de propiedades del conjunto de los bitúmenes naturales. Pero sin menospreciar los esfuerzos taxonómicos de Cornelius, la verdad es que dicha diversidad reviste un interés puramente *académico*, ya que ***casi todas las sustancias que pertenecen al grupo de los bitúmenes naturales son de escasa o nula relevancia económica o utilidad práctica, principalmente porque no son particularmente comunes o abundantes.***

**El único tipo de bitumen natural realmente abundante son los llamados asfaltos naturales** (y tan abundantes son que las acumulaciones de asfaltos naturales<sup>263</sup> en el Oeste de Canadá, como ya se dijo, son comparables en magnitud a la propia FPO). Los asfaltos naturales –que el Comité de Estándares del CMP define como aquella porción de bitumen natural compuesta de complejas mezclas de hidrocarburos, asfaltenos y resinas, con significativas cantidades de materia mineral y cantidades variables de agua<sup>264</sup>– probablemente representen 99.9% de todos los recursos recuperables de bitumen natural del mundo. De hecho, es tal la desproporción entre los recursos de asfaltos naturales, por un lado, y los recursos de todos los demás tipos de bitumen natural, por el otro, que como indican Meyer y de Witt, **“el término general bitumen natural se utiliza, frecuente aunque incorrectamente, como un sinónimo para los asfaltos naturales”**<sup>265</sup> (y la verdad es que, en lugar de ‘frecuentemente’, estos autores deberían haber dicho ‘invariablemente’).

Los asfaltos naturales son hidrocarburos plásticos (o sea, semi-sólidos) que se localizan en un extremo del espectro de los líquidos del petróleo, el cual está delimitado en su otro extremo por líquidos muy volátiles como los condensados de petróleo y los líquidos del gas natural. Los aceites crudos en sus diversas gravedades (extra pesados,

263 “El término ‘asfalto natural’ desplaza los términos etimológicamente incorrectos arenas petrolíferas [oil sand] o arenas de alquitrán [tar sand], las cuales no siempre son arenas y nunca contienen alquitrán [el alquitrán propiamente hablando es un sub-producto de la destilación destructiva del carbón o la madera], aunque pueden contener petróleo. Sin embargo, debido a su uso en el pasado, los términos ‘arenas petrolíferas’ y ‘arenas de alquitrán’ sin duda continuarán en uso indefinidamente”. (Meyer y de Witt, op. cit.: 10).

264 Martínez et. al., op. cit.: 6.

265 Meyer y de Witt, op. cit.: 3; cursivas nuestras.

pesados, medios, ligeros y extra ligeros) se distribuyen a lo largo de este espectro. Ahora bien, los asfaltos naturales y los crudos extra pesados se encuentran muy cerca unos de otros en este espectro. **Pero hay que resaltar que esta proximidad de asfaltos naturales y crudos extra pesados en cuanto a ciertas características físicas (viscosidad y densidad) se presenta también al nivel de sus respectivas composiciones químicas.** Otras especies de bitumen natural, en cambio, ciertamente pueden aproximarse a los crudos extra pesados en términos de su viscosidad, *pero difieren radicalmente de estos últimos tanto en lo que a su estructura química como a su composición se refiere* (Cuadro C8.1).<sup>266</sup>

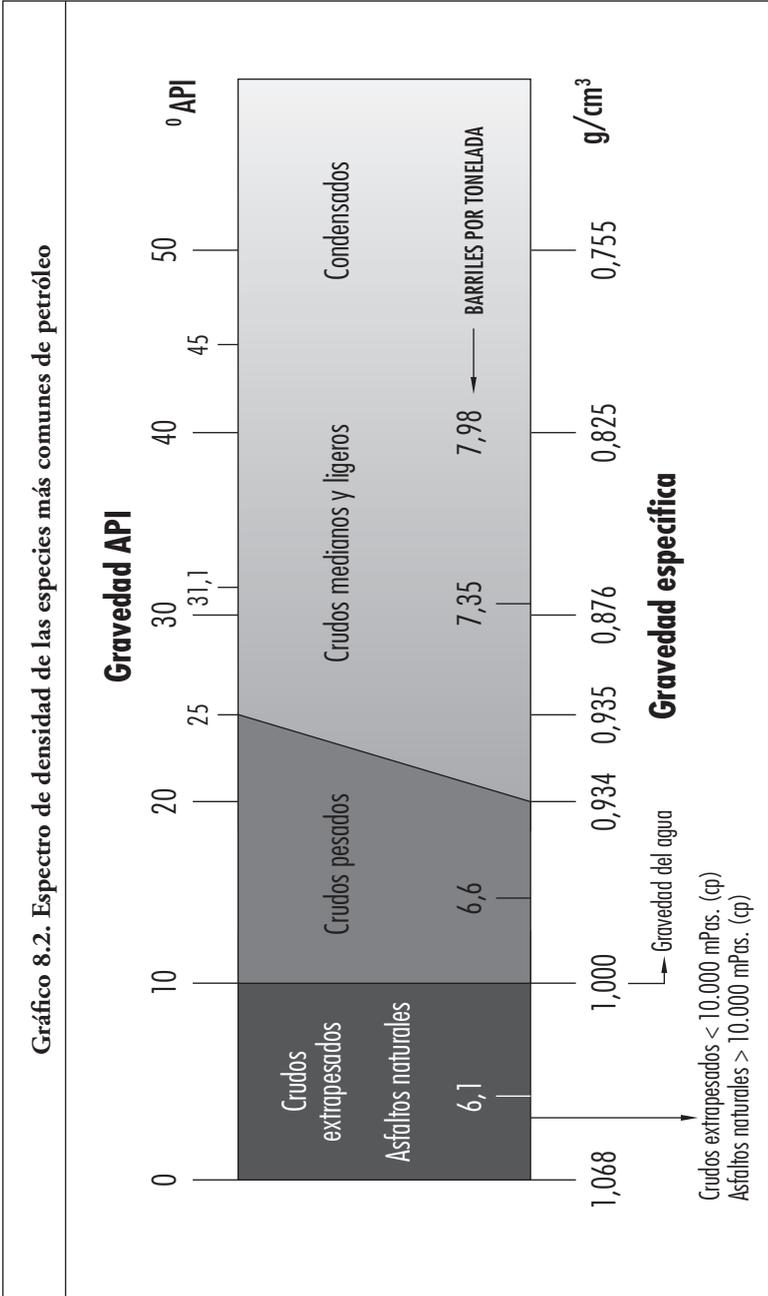
Las semejanzas tanto físicas como químicas entre los asfaltos naturales y los crudos extra pesados tienen implicaciones económicas muy significativas, las cuales constituyen la piedra de toque de este estudio y de sus conclusiones. No obstante lo anterior, **en lo que resta de este informe, se continuará utilizando el término ‘bitumen natural’ en preferencia al término ‘asfalto natural’**, ya que es tal el arraigo de la usanza inexacta señalada por Meyer y de Witt que en un estudio de esta naturaleza no merece la pena corregirla en aras de la exactitud semántica, entre otras cosas porque en toda la literatura acerca de la Orimulsión siempre se hace referencia al bitumen natural. Por lo tanto, de aquí en adelante, cada vez que el lector se encuentre con el vocablo bitumen natural, debe recordar que éste se estará utilizando en substitución directa del término asfalto natural.

### **Otro problema terminológico: el asfalto de América es bitumen en Europa**

Como se puede apreciar, **las distinciones entre términos como bitumen y bitumen natural (o asfalto y asfalto natural) son a veces sutiles en extremo**, lo cual se presta de por sí a toda suerte de equívocos. **El considerable potencial para la confusión de estos términos se ve exacerbado por el hecho de que, en algunas partes del mundo (especialmente Europa), el término “bitumen” se utiliza también**

---

266 Los datos sobre los bitúmenes naturales menos comunes provienen de J. G. Speight, op. cit.: 52. Los datos sobre asfaltos naturales de Alberta provienen de Otto P. Strausz y Elizabeth M. Lown, *The Chemistry of Alberta Oil Sands, Bitumens and Heavy Oils*. Calgary, Alberta Energy Research Institute (AERI), 2003: 99–129.



**para designar un producto refinado.** Por ejemplo, de acuerdo a la definición acuñada por el Instituto del Petróleo británico (hoy Instituto de Energía), por bitumen debe entenderse “un líquido viscoso o un sólido, consistente esencialmente de hidrocarburos y sus derivados, que es soluble en tricloroetileno, es sustancialmente no volátil y se suaviza gradualmente al calentarse. Es de color negro o marrón y posee propiedades impermeabilizantes y adhesivas. Se obtiene del petróleo por medio de procesos de refinación”.<sup>267</sup> Para complicar las cosas aún más, este producto refinado puede comercializarse bajo la forma de emulsiones, formuladas para minimizar el uso de energía y la emisión de componentes volátiles en la pavimentación de caminos.<sup>268</sup>

Por si todo lo anterior no se prestara suficientemente a la confusión, en los Estados Unidos y otros países del continente americano (incluyendo a Venezuela), “el término *asfalto* se aplica al producto definido en la mayor parte del mundo como *bitumen*”.<sup>269</sup> Estrictamente hablando, a este último producto en cuestión debería llamársele siempre “bitumen de petróleo”, para distinguirlo así del bitumen natural (el cual, como ya se ha dicho, no obtiene sus propiedades esenciales por medio de cambios o transformaciones físicas o químicas provocadas por un proceso industrial—la refinación—sobre una materia prima, que

267 Model Code of Safe Practice Part 11: Bitumen Safety Code. London, The Institute of Petroleum, 1990: 1.

268 Los asfaltos de pavimentación tradicionales se obtienen mezclando un agregado con el aglutinante bituminoso. Estos asfaltos tradicionales tienen que calentarse a temperaturas de hasta 180°C para hacerlos lo suficientemente fluidos como para cubrir las piedras que forman el agregado. Para mantener alta la temperatura y eliminar el agua, además, el agregado se tiene que pre-calentar hasta 200°C. La mezcla en caliente del asfalto, entonces, es un proceso bastante peligroso y agresivo con el medio ambiente. En contraste, la mezcla en frío mediante el uso de emulsiones involucra solamente cubrir el agregado con una emulsión de bitumen en agua (equipos especializados de mezclado en frío permiten mezclar diferentes tipos de agregado antes de que una barra ajustable incorpore el aglutinante en forma de aerosol) Esta emulsión es fluida a temperatura ambiente, por lo que no se necesita aplicar calor en la mezcla, la cual es un proceso gentil diseñado para asegurar que la emulsión no se separe en sus partes constituyentes hasta que se le haya aplicado sobre el suelo.

269 Martínez et. al., op. cit.: 6; cursivas en el original. En la Gran Bretaña, el término asfalto se utiliza para designar “una mixtura de bitumen y material mineral como piedra, arena y aglutinante” (Model Code of Safe Practice: ibid.; cursivas en el original).

es el petróleo crudo). Del mismo modo, en el continente americano, al asfalto se le debería de llamar siempre “asfalto de petróleo”, para distinguirlo así del asfalto natural, el cual –como ya se ha visto– es una subespecie de bitumen natural.

Las líneas anteriores dan una excelente idea de lo accidentado del terreno terminológico donde se erigió el edificio de la Orimulsión. La vieja PDVSA y sus socios extranjeros explotaron muy hábilmente la confusión terminológica en torno al bitumen natural en su afán de desinformar y sembrar confusión, con el fin de defender y promover la agenda anti-nacional en todo lo referente al negocio de la Orimulsión. Dicha intención se puede apreciar de forma particularmente nítida en las maniobras mediante las cuales Bitor frustró el intento de las Aduanas Británicas de asimilar arancelariamente a la Orimulsión a los asfaltos de petróleo (intento atribuible en gran parte a la usanza del término “bitumen” en Europa). Como se verá en el siguiente capítulo, Bitor y BP cuestionaron desde un punto de vista *terminológico* el argumento de de las Aduanas de su Majestad, para así descalificar a la conclusión *económica* (válida e incontestable, por lo demás) que se encontraba en el corazón del mismo; a saber, que la Orimulsión merecía pagar el gravamen aplicable a los aceites minerales derivados del petróleo porque, aun aceptando el supuesto (¡falso!) de que se preparaba con bitumen natural, a final de cuentas y en términos prácticos no era más que “un sustituto a base de bitumen para el combustible residual pesado”.<sup>270</sup>

## Resumen

El criterio que, según el Comité de Estándares del Congreso Mundial de Petróleo (CMP) determina, *con prioridad sobre cualquier otro*, la pertenencia o no de un hidrocarburo cualquiera al conjunto de los bitúmenes naturales, es el de la viscosidad dinámica, medida a la temperatura original en el yacimiento y a presión atmosférica, libre de gas.

Cualquier hidrocarburo no gaseoso con una viscosidad dinámica **mayor** a 10,000 mPa.s, medida a la temperatura original en el yacimiento y a presión atmosférica, libre de gas, es un **bitumen natural**. Un hidrocarburo no gaseoso con una viscosidad dinámica **menor** a

---

270 Orimulsion – the Case against Mineral Oil Duty: 3.

10,000 mPa.s, medida a la temperatura original en el yacimiento y a presión atmosférica, libre de gas, es un **aceite crudo de petróleo**.

Los bitúmenes naturales, como grupo, son sumamente heterogéneos, lo cual refleja la gran variedad de procesos físicos y químicos que pueden dar origen a estas sustancias.

El término general bitumen natural se utiliza, *frecuente aunque incorrectamente*, como un sinónimo para los asfaltos naturales, los cuales probablemente representan 99.9% de los recursos de bitumen natural recuperables en el mundo.

Los términos bitumen natural y bitumen (o mineral bituminoso) **no son sinónimos**. El segundo designa a aquella parte del contenido orgánico de una roca sedimentaria que es soluble en solventes orgánicos. Los términos asfalto natural y asfalto **tampoco son sinónimos**. El segundo designa a un producto refinado que, estrictamente hablando, debería llamarse “asfalto de petróleo”, para distinguirlo así del asfalto natural, el cual es una especie de bitumen natural. En algunas partes del mundo (especialmente Europa), al asfalto (de petróleo) se le conoce bajo el nombre de bitumen (estrictamente hablando, el nombre completo del producto debería ser “bitumen de petróleo”, para distinguirlo así tanto del bitumen natural como del bitumen o mineral bituminoso).

Los asfaltos naturales y los crudos extra pesados son sustancias muy similares en cuanto a sus características físicas (especialmente la viscosidad), pero también en cuanto a sus respectivas composiciones químicas. Otras especies de bitumen natural, en cambio, pueden aproximarse a los crudos extra pesados en términos de su viscosidad, pero difieren radicalmente de estos últimos tanto en lo que a su estructura química como a su composición se refiere.

Las distinciones sutiles entre términos tales como bitumen o mineral bituminoso y bitumen natural, asfalto (de petróleo) y asfalto natural, bitumen natural y bitumen de petróleo, etc., se prestan a la confusión. Este hecho fue explotado al máximo tanto por Bitor como por sus asesores para defender y promover la agenda anti-nacional de la vieja PDVSA y sus socios extranjeros en todo lo referente al negocio de la Orimulsión.



## 9.

## LA DIMENSIÓN ARANCELARIA DE LA ORIMULSIÓN

Antes de dejar atrás la cuestión de la definición de bitumen natural, es imperativo explorar una dimensión adicional de la misma: la arancelaria. **La necesidad de ello radica en que la Orimulsión fue concebida como un producto puramente de exportación y, por lo tanto, el modelo de “negocio” de Bitor estaba predicado no solamente sobre la baratura del producto sino también sobre el supuesto de que dicha baratura estaría a salvo de la aplicación de aranceles al producto por parte de autoridades gubernamentales en los países a donde se exportaría.**

Muchos de los países identificados como los principales consumidores potenciales de la Orimulsión pertenecían tanto a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico –OCDE– como a la AIE y eran signatarios de acuerdos multilaterales orientados a minimizar a través de sus respectivas políticas arancelarias su consumo de petróleo crudo y sus derivados en la generación eléctrica.<sup>271</sup> Por lo tanto, para conjurar la amenaza que representaba la posible aplicación de aranceles a la Orimulsión en estos países, no bastaba con que Venezuela afirmara, *motu proprio*, que en su preparación se había utilizado bitumen natural, y no petróleo crudo. Era imperativo también que esta

---

271 El quinto de los Principios de Política Energética de la AIE de 1977 instaba a los países miembros a reemplazar el uso de combustibles derivados del petróleo en la generación eléctrica, calefacción y usos industriales. Este lineamiento se expandió considerablemente en 1979 en la Declaración de Principios para la Acción de la AIE respecto al carbón, donde se exhortaba a los países miembros a “asegurar que el uso de petróleo para la generación de electricidad sea minimizado mediante la política de planeación energética que, con el mínimo de excepciones, precluya la construcción de capacidad de generación nueva o de reemplazo a base de petróleo, confine progresivamente al petróleo al despacho de carga intermedia y carga pico, y haga uso máximo de combustibles distintos al petróleo en plantas con quemadores duales” (AIE, Principles for IEA Action on Coal, IEA/GB (79) 35, IEA Governing Board Meeting of 21-22 May 1979).

pretensión fuera aceptada e incorporada explícitamente en los códigos arancelarios de los países de la OCDE. De lo contrario, dichos países bien podrían decidir imponer a la Orimulsión los gravámenes aplicables a los aceites minerales combustibles, con lo cual las perspectivas comerciales del producto se evaporarían.

Las tentativas de Bitor de establecer, para propósitos arancelarios, que la Orimulsión no era un combustible derivado de petróleo se centraron en conseguir —con la ayuda de las empresas multinacionales que había enlistado como socios para facilitar la penetración comercial del nuevo combustible en los mercados europeo y japonés (BP y Mitsubishi Corp., respectivamente)— que se clasificara al producto bajo el código CN27.14 del Sistema de Nomenclatura Combinada, el cual comprende a los “betunes y asfaltos naturales; pizarras y arenas bituminosas; asfaltitas y rocas asfálticas”. Sin embargo, esta iniciativa arancelaria de Bitor casi naufragó contra el hecho de que, a los ojos de las aduanas británicas, la Orimulsión más bien caía dentro de uno de los rubros arancelarios del sistema de nomenclatura combinada aplicables a los aceites minerales, combustibles minerales, y los productos de su destilación; a saber, el descrito por el código 27.15, que comprende todas las “mezclas bituminosas a base de asfalto o betún natural; de betún de petróleo, de alquitrán mineral o de brea de alquitrán mineral (por ejemplo: mastiques bituminosos, *cut backs*)”.<sup>272</sup> Además, las Aduanas de su Majestad insistían (correctamente, como se verá) que la Orimulsión era un “substituto para el combustible residual en estaciones termoeléctricas”<sup>273</sup> y que, por lo tanto, debería ser sujeta al gravamen a los aceites minerales como todos aquellos otros productos substitutivos que, independientemente de que provinieran o no de aceites minerales, se pudieran utilizar como combustibles automotores o de calefacción.<sup>274</sup>

El 16 de Marzo de 1993, las Aduanas de su Majestad anunciaron

---

272 Véase “Commission Regulation (EC) No. 1789/2003 of 11 September 2003 Amending Annex I to Council Regulation (EEC) No 2658/87 on the Tariff and Statistical Nomenclature and on the Common Customs Tariff Official”, Journal of the European Union, 30 de Octubre de 2003: 193-197. La traducción del rubro arancelario es la oficial castellana utilizada por la Unión Europea.

273 Orimulsión. The Case Against...: 1.

274 El gravamen aplicable era de 13 ecus (predecesor del euro) por tonelada.

que, en línea con la directiva 92/81/EEC de la Comunidad Económica Europea, planeaban comenzar a aplicar dicho gravamen a la Orimulsión. Vale la pena apuntar que, en ese momento, el Reino Unido era el destino para aproximadamente el 60 por ciento de las exportaciones de Orimulsión (cosa que era motivo de gran desasosiego para la moribunda industria británica del carbón). La reacción de Bitor y su socio BP ante esta seria amenaza a la viabilidad comercial del producto no se hizo esperar: ambas compañías montaron una ofensiva de relaciones públicas a gran escala, con el propósito ostensible de “educar” a las burocracias aduaneras europeas para prevenir una medida discriminatoria contra un producto cuyo precio bajo beneficiaría a los consumidores europeos de electricidad. La piedra de toque del esfuerzo de cabildeo de Bitor y BP era el siguiente argumento: la Orimulsión “no es un aceite hidrocarburífero [*hydrocarbon oil* en el original] y –como el carbón– no debe atraer el gravamen a los aceites minerales. *Este tratamiento impositivo es el que permite al producto competir con el carbón*”.<sup>275</sup>

Según BP y Bitor, la caracterización británica de la Orimulsión era incorrecta por diversas razones. En primer lugar, desde un punto de vista terminológico, destacaban que la Orimulsión no era estrictamente hablando una mezcla (ya que su así llamado “componente hidrocarburo” no era miscible con el agua y siempre se mantenía separado de ésta). Además, aun aceptando la caracterización de “mezcla” para el producto, BP y Bitor objetaban que la clasificación 27.14 se refería a productos naturales o mezclas de productos naturales, mientras que la 27.15 se refería a mezclas *basadas* sobre bitúmenes naturales (es decir, mezclas derivadas de bitúmenes pero que no eran bitúmenes en sí mismas). Adicionalmente, aún cuando entre las mezclas comprendidas en el apartado 27.15 hubiera ciertos tipos de emulsiones de bitumen (de petróleo) formuladas para la pavimentación de caminos, los emulsificantes usados en las mismas tenían un carácter iónico, mientras que el emulsionante en la Orimulsión era aniónico.

En segundo lugar, BP y Bitor argumentaban que la Orimulsión “no desplaza[ba], reemplaza[ba] o sustitu[ía] al combustible residual” ya que mientras que el combustible residual “se utiliza[ba] solamente para cubrir la demanda en horas pico”, la Orimulsión “no e[ra] adecuada”

---

275 Orimulsion. The Case Against...: 2.

para este propósito.<sup>276</sup> Ahora bien, los hechos demuestran que en la mayoría de las plantas que llegaron a utilizar Orimulsión –incluyendo las plantas en Gran Bretaña que quemaron Orimulsión como parte de un programa piloto– el combustible que ésta última desplazó directamente en realidad fue residual de alto azufre (y de hecho, como ya se ha explicado en detalle con anterioridad, ésta es justamente una de las razones por las cuales el “negocio” de la Orimulsión era particularmente funesto para Venezuela). Es cierto que, en dichas plantas, la Orimulsión nunca se utilizó para atender solamente la demanda de horas pico, como sucedía cuando quemaban residual de alto azufre. Sin embargo, **el hecho de que la Orimulsión no se utilizara para atender la demanda de horas pico era producto de una característica enteramente arbitraria del producto –a saber, el precio excesivamente bajo al cual Bitor estaba dispuesto a venderla– y ciertamente no radicaba, como pretendían Bitor y BP, en el “carácter esencial y [las] propiedades objetivas” del producto.**<sup>277</sup>

Finalmente, BP y Bitor señalaban insistentemente que el código 27.15 había sido redactado pensando en “productos [no combustibles] destinados a usos muy particulares, p. ej. selladores, mastiques y materiales para calafatear y aislar, y productos para pavimentación”.<sup>278</sup> En contraste con esto, según BP y Bitor, la Orimulsión se preparaba a partir de bitumen natural, y su carácter y propiedades no se derivaban de ningún proceso de transformación (ya que “no ocurr[ía] ningún cambio físico o químico a las gotas de bitumen natural por la adición del agua”, o del surfactante).<sup>279</sup> Dado que el supuesto bitumen natural que contenía la Orimulsión no caía dentro de la clasificación de aceites minerales (y *por definición* no atraía los aranceles aplicables al código 27.15) y dado que el agua tampoco era un aceite mineral, BP y Bitor argumentaban que era contradictorio que, simplemente por virtud de la utilización de agua como un portador para el bitumen natural, se diera al producto resultante (la Orimulsión) el tratamiento arancelario de un aceite mineral, cuando ninguno de sus componentes era un aceite mineral. Independientemente de lo anterior, el supuesto bitumen extraído por Bitor salía del pozo mezclado con volúmenes significativos

276 Orimulsion. The Case Against...: 2.

277 Ibid.: 3.

278 Ibid.

279 Ibid.

de agua de formación, pero aún así nadie objetaba su inclusión en el capítulo 27.14. Por lo tanto, Bitor y BP sugerían que era ilógico que agregar agua nuevamente al supuesto bitumen deshidratado y desalado fuera causal justificado de un cambio de apartado arancelario.

A partir de todos los argumentos anteriores, Bitor y BP deducían silogísticamente la siguiente conclusión, “se sigue que la clasificación más cercana para la Orimulsión debe ser CN27.14”;<sup>280</sup> es decir, “betunes y asfaltos naturales; pizarras y arenas bituminosas; asfaltitas y rocas asfálticas”. Según las dos compañías, el paralelo apropiado a la situación de la Orimulsión podía encontrarse en las suspensiones de carbón en agua (*coal slurries*), las cuales consisten de carbón pulverizado al que se le agrega agua para facilitar su transporte y manejo. Bitor y BP argumentaban que, de igual forma en que estas suspensiones de carbón se incluyen en el mismo apartado que los carbones minerales normales (ya que la adición de agua no altera las propiedades del carbón contenido en ellos), la Orimulsión debería incluirse en el apartado reservado a los bitúmenes naturales, por la mismas razones (la adición del agua buscaba solamente facilitar el transporte y manejo, y no ocasionaba ninguna transformación en el “componente hidrocarburo” del producto).

La analogía que BP y Bitor establecían entre las suspensiones de carbón y la Orimulsión era apropiada en tanto que sus respectivos elementos en fase discontinua realmente no sufrían ninguna alteración a causa de la adición de agua. Pero aún así, **el argumento de Bitor y BP respecto al apartado que correspondía a la Orimulsión no dejaba de ser falaz, sencillamente porque en la elaboración de este producto NO se utilizaba bitumen natural.** En realidad, la clasificación arancelaria correcta para la Orimulsión habría sido otra que **tampoco** supone proceso alguno de transformación; a saber, el apartado 27.09.00, el cual se utiliza para designar a los “aceites crudos de petróleo *o de mineral bituminoso*”.<sup>281</sup>

La propuesta de BP y Bitor se analizó formalmente en el Comité de Nomenclatura Arancelaria de la Comunidad Europea a instancias de la Dirección XXI de la Comisión Europea el día 14 de mayo de 1993, pero no se adoptó debido a la oposición del Reino Unido, país

280 Orimulsion. The Case Against...: 3.

281 El apartado 27.09.10 designa a los condensados.

que objetó que la Orimulsión debería ser incluida en código arancelario CN27.15 (el cual como ya se ha dicho comprende mezclas bituminosas a base de asfalto o betún natural; de betún de petróleo, de alquitrán mineral o de brea de alquitrán mineral). Dado que ningún país se opuso a las objeciones británicas, se decidió formalmente posponer la decisión. Un mes después (8 de junio), los Países Bajos secundaron la moción de la Comisión, pero los demás países apoyaron la propuesta del Reino Unido, por lo que la decisión nuevamente se aplazó.

Los argumentos de BP y Bitor no lograron vencer la resistencia de las Aduanas de su Majestad, ni siquiera tras contactos políticos de muy alto nivel con ministros y altos funcionarios del gobierno británico, en los cuales el entonces Ministro de Energía y Minas, Alirio Parra, transmitió el mensaje de que la postura británica respecto a la Orimulsión era una amenaza a la cordialidad de las relaciones entre ambos países. Por lo tanto, por recomendación de la Comisión Europea misma, Bitor decidió cambiar de rumbo y concentrar su atención sobre el Consejo de Cooperación Aduanera (CCA), un organismo internacional cuyas decisiones en materia arancelaria eran vinculantes tanto para la Comunidad Europea como para los miembros de ésta (irónicamente, Venezuela ni siquiera era miembro de este organismo en ese momento).

En junio de 1993, Bitor solicitó la opinión del Secretariado del CCA respecto a la clasificación arancelaria de la Orimulsión y en septiembre de ese mismo año el Secretariado decidió incluir el tema en la agenda de la reunión del Comité del Sistema Harmonizado del CCA, con la recomendación de que fuera estudiado por el Subcomité Científico del mismo. Finalmente, el día 19 de abril de 1994, el CCA resolvió por 22 votos contra 3 a dar la clasificación de bitumen natural a la Orimulsión (es importante notar que uno de los votos disidentes fue emitido por el delegado de Canadá, el país del mundo que más sabe acerca de bitúmenes naturales).<sup>282</sup> Con esta victoria, los promotores de la Orimulsión aseguraron el tan ansiado tratamiento arancelario para el producto, aún contra las objeciones británicas. Esto sin duda marcó un hito de primera importancia en la historia comercial de la Orimulsión, entre otras cosas porque dio a los promotores del producto un argumento circular para justificar su modelo de “negocio”. A partir de esta fecha, una y otra vez,

---

282 Report to the Customs Co-operation Council of the Thirteenth Session of the Harmonized System Committee, 22 de abril de 1994: D-4.

el tren ejecutivo de PDVSA y Bitor defenderían los irrisorios precios de realización de la Orimulsión haciendo referencia “al hecho de que los organismos oficiales internacionales de clasificación arancelaria han determinado que la Orimulsión es un hidrocarburo no petrolero”.<sup>283</sup> Asimismo, con extraordinario desparpajo, en el año 1996 justificarían el cambio de clasificación de las reservas explotadas por Bitor –de crudo extra pesado a bitumen natural– argumentando que era imperativo alinear las definiciones utilizadas en Venezuela con las de los organismos internacionales de clasificación arancelaria, porque de lo contrario se comprometería la viabilidad del negocio de Orimulsión:

para el fortalecimiento de la capacidad de negociación de Bitor en la formación de Asociaciones, se requiere la reclasificación de sus reservas a bitumen natural con el fin de cumplir con la clasificación arancelaria 2714 que ubica a Orimulsión a nivel internacional como un hidrocarburo no petrolero y formado a partir de bitumen natural. De no obtenerse la reclasificación de las reservas de Bitor de hidrocarburos [*sic.*] extra pesados a bitumen natural, existiría el riesgo de someter al combustible Orimulsión a amenazas impositivas al no estar protegido por la clasificación arancelaria 2714 que permite la exoneración de los impuestos aplicables a combustibles petroleros.<sup>284</sup>

Ahora bien, no obstante la determinación favorable del CCA en torno a la naturaleza bituminosa de la Orimulsión, la verdad es que nunca se dispó por completo la amenaza que representaban los gravámenes o aranceles para el futuro del producto, especialmente una vez que comenzaron a ponerse de moda los impuestos pensados para castigar a los combustibles responsables de mayores emisiones de CO<sub>2</sub> y

---

283 Gaceta Oficial, No 36.002, 17 de julio de 1996.

284 Representación S/N de Bitor, 3 de septiembre de 1996, en la cual se solicita la reclasificación de reservas oficiales de Bitor de crudo extra pesado a bitumen natural (resumen: 1). Respondida en el oficio DPG/DER/34 con fecha 19 de diciembre de 1996, emitido por delegación del Ministro de Energía y Minas por el director encargado de la Dirección de Petróleo y Gas del Ministerio de Energía y Minas. En dicho oficio, el Ministerio “resuelve autorizar que se reclasifiquen las reservas de los yacimientos del Miembro Morichal como bitumen natural y se mantengan como extra pesado las reservas de los yacimientos de los miembros Jobo y Pilón”.

otros contaminantes. Es por ello que la eventualidad de la aplicación de cualquier arancel o impuesto de importación por parte de autoridades gubernamentales de un país importador de Orimulsión se tuvo que incluir como causal de cancelación en casi todos los contratos de suministro del producto. Sirva esta cláusula, extraída del contrato de suministro para la central eléctrica de Dalhousie, como ejemplo de ello: “en el caso de que cualquier restricción al comercio, utilización o importación de Orimulsión fuera impuesta por el gobierno de Canadá o la provincia de New Brunswick ... [Bitor] no tendría responsabilidad con [NB Power] de las obligaciones aquí asumidas ... y [NB Power] no estaría obligada a levantar o pagar la Orimulsión afectada por dicha restricción”.<sup>285</sup>

Finalmente, para cerrar este apartado, vale la pena destacar el papel que BP jugó en el proceso de solventar el asunto de los gravámenes a la Orimulsión. El interés de esta compañía en el asunto obedecía a que anticipaba que el nuevo producto estaría en posición de substituir al carbón doméstico británico –el cual no era viable en ausencia de fuertes subsidios gubernamentales que tenían los días contados<sup>286</sup>– en un gran número de estaciones termoeléctricas en la Gran Bretaña, las cuales en conjunto representaban un mercado potencial de hasta 80 millones de toneladas de carbón por año (equivalentes a poco menos de un millón de barriles día de combustible residual).<sup>287</sup> Bitor y BP anticipaban que la participación de la Orimulsión en el mercado para combustibles de generación eléctrica en la Gran Bretaña crecería del 1 al 5 por ciento entre 1993 y 2000.

A la postre, la consecución del objetivo de Bitor y BP en materia arancelaria no llevó a la Orimulsión a ninguna parte en la Gran Bretaña, en buena medida porque el producto nunca logró sortear los obstáculos que en su camino pusieron los grupos ambientalistas pero, sobre todo, porque la liberalización del mercado eléctrico británico se tradujo en un crecimiento vertiginoso de nueva capacidad de generación a base

---

285 Agreement Between the New Brunswick Electric Power Commission and Bitor America Corporation for the Long-Term Supply of Orimulsion to the Dalhousie Station, 1990, cláusula 15.5.

286 Entre 1984 y 1992, el subsidio por tonelada de carbón producida en Gran Bretaña promedió 33.63 dólares constantes de 1990 (Cameron, op. cit.: 102). En ese período, el precio entregado del carbón importado en puertos europeos osciló entre los 42 y los 45 dólares por tonelada.

287 Michael J. Parker, *Thatcherism and the Fall of Coal*. Oxford, Oxford University Press: 96.

de turbinas de ciclo combinado alimentadas con gas natural (entre principios de 1990 y finales de 1992, se ordenaron más de 11 gigawatts de capacidad de generación eléctrica con turbinas de ciclo combinado, lo cual se tradujo en una contracción en la demanda de carbón del orden de 30 millones de toneladas por año).<sup>288</sup> Dicho crecimiento, de paso, propinó la puntilla a las perspectivas comerciales de largo plazo para el carbón en el sector de generación eléctrica británico.

Una vez que quedó claro que la Orimulsión no tenía mayores perspectivas comerciales en la Gran Bretaña, BP perdió todo interés en el producto y disolvió su sociedad con Bitor. Sea como sea, las gestiones de BP constituyen una clara demostración adicional de la forma en que algunas multinacionales petroleras colaboraron de manera por demás entusiasta tanto en el diseño como en la instrumentación de la agenda antinacional de la vieja PDVSA.

## Resumen

El supuesto carácter de hidrocarburo no petrolero de la Orimulsión se utilizó para conseguir la exención de este producto de los gravámenes aplicables en los países industrializados a los aceites minerales combustibles provenientes de la destilación del petróleo.

La Orimulsión quedó incluida dentro del rubro arancelario dedicado a los betunes y asfaltos naturales, pizarras y arenas bituminosas, asfaltitas y rocas asfálticas. Su inclusión en este rubro se justificó aduciendo que era un producto natural que no obtenía su carácter esencial y propiedades objetivas a partir de un proceso de transformación industrial. En realidad, la clasificación arancelaria correcta para la Orimulsión habría sido otra que tampoco supone proceso alguno de transformación; a saber, aquella que comprende a “los aceites crudos de petróleo o de mineral bituminoso”.

Los promotores de la Orimulsión siempre justificaron tanto la estrategia comercial como el modelo de “negocio” de la Orimulsión haciendo referencia a que los organismos oficiales internacionales de clasificación arancelaria habían determinado —a partir de información tendenciosa proporcionada por la misma Bitor, desde luego— que la Orimulsión era un hidrocarburo no petrolero.

---

288 Parker, op. cit.: 100.



## 10.

LA ORIMULSIÓN NUNCA FUE PREPARADA  
CON BITUMEN NATURAL

Hechas todas las aclaraciones del capítulo anterior, podemos ahora pasar a abordar una pregunta que se antoja elemental: ¿cómo es que puede haber duda alguna respecto a la naturaleza exacta de los hidrocarburos contenidos en la Orimulsión? Si es cierto que, como (confusamente) señalara Aníbal Martínez —“una definición científica no puede ser objeto de definiciones inconsistentes [*sic.*]”<sup>289</sup>, entonces ¿cómo es posible que en su momento haya quien hubiera podido afirmar que “la Orimulsión atraviesa por un problema de identidad o de definición ... Unos sostienen que no es bitumen, sino crudo pesado: otros todo lo contrario”?<sup>290</sup> ¿No debería haber sido un asunto fácil determinar si la Orimulsión contenía bitumen natural o no?

Para abordar esta pregunta fructíferamente, conviene recordar antes que nada, que —como se señala en el número especial antes citado del boletín del US Geological Survey dedicado al tema de la definición de los recursos mundiales de bitúmenes naturales— “*no existen definiciones estándar para las mercancías básicas que son objeto de discusión en este boletín. Los términos generalmente se han adaptado a los requerimientos particulares de geólogos, ingenieros, refinadores o abogados*”.<sup>291</sup> Por citar un ejemplo, a principios de la década de los años ochenta, el Departamento del Interior de los Estados Unidos estaba interesado en una definición para este tipo de hidrocarburos que estuviera orientada exclusivamente “al propósito de manejar un programa de arrendamientos”.<sup>292</sup> Por otra parte, en Alberta, el bitumen natural se ha definido para propósitos de regulación como “una mezcla viscosa que ocurre en la naturaleza, compuesta de hidrocarburos más pesados que el pentano, que puede

---

289 Orimulsión. Nuevo negocio...:15.

290 *Ibid.*: 107.

291 Meyer y de Witt, *op. cit.*: 1; cursivas nuestras.

292 Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), *Toward a Definition of Tar Sands*. Reston, Virginia, Department of Energy, Resource Applications, Office of Oil and Natural Gas: 10.

contener compuestos de azufre y que, en su estado natural viscoso, no fluye en un pozo”.<sup>293</sup> **Finalmente, en el caso concreto de la Orimulsión, la vieja PDVSA adoptó una definición de bitumen natural pensada en términos de los requerimientos particulares de una estrategia que la corporación y sus filiales (incluyendo Bitor) instrumentaron agresivamente a lo largo de la década de los años noventas. Esta estrategia estaba predicada sobre la maximización a ultranza de los volúmenes de producción de petróleo, en despacho absoluto de cualquier consideración de precio y/o de cualquier criterio conservacionista.**<sup>294</sup>

### **Bitor y la utilización selectiva de criterios de definición**

Para apreciar la manera en que se llevó a cabo la manipulación oportunista de términos de acuerdo a la conveniencia de esta estrategia corporativa, basta examinar con detenimiento cualquier definición

---

293 Oil Sands Conservation Act, 1983, 1(1)c.

294 Esta estrategia fue la causa última (más no la causa próxima) del colapso del precio internacional del petróleo en 1998–99. Entre otras cosas, la instrumentación de esta estrategia llevó a la interposición, por parte de una coalición de pequeños productores independientes de petróleo en los Estados Unidos (llamada Save Domestic Oil ó SDO), de una petición al Departamento de Comercio de este país, solicitando la imposición de tarifas anti-dumping contra las importaciones de crudo provenientes de Irak, México, Arabia Saudita y Venezuela (Certain Crude Petroleum Oil Products from Iraq, Mexico, Saudi Arabia, and Venezuela, 64 Fed. Reg. 44,480; Dept. of Commerce, Agosto 16, 1999). No cabe ninguna duda de que esta iniciativa tenía como principal blanco a Venezuela, como se puede apreciar en la forma en que uno de los fundadores de SDO describiera la estrategia de Venezuela: “El 3 de diciembre de 1997, Venezuela se declaró en estado de guerra contra la industria doméstica de petróleo y gas de los Estados Unidos. En un artículo noticioso publicado en la prensa especializada [concretamente The Oil Daily, Diciembre 3 de 1997: 1], ellos [esta palabra se refiera a un par – anónimo – de altos gerentes de PDVSA] declararon que convendría a sus mejores intereses hacer bajar los precios de su nivel actual de \$22 por barril a través del un incremento en la producción de crudo ... Con un aumento en su producción ... de 3.4 MMBD a una cifra propuesta de 6.4 MMBD en 2006, los venezolanos pusieron en marcha un ‘Gran Plan’ para reducir los precios internacionales a un nivel sub-económico para la mayoría de la producción de pozos marginales en Estados Unidos, lo cual permitiría a Venezuela apropiarse de la cuota de mercado de éstos en su totalidad”.

de bitumen natural utilizada por los promotores y defensores de la Orimulsión, Considérese, como ejemplo, el siguiente pasaje, extraído del ya citado artículo publicado en la revista venezolana *Interciencia*, con el supuesto propósito de aclarar los múltiples “errores de concepto inaceptables en cualquier análisis de combustibles para el sector eléctrico”<sup>295</sup> que, al parecer de estos autores, desvirtuaban el análisis económico sobre la Orimulsión que hiciera Bernard Mommer en otro artículo publicado en esa misma revista.<sup>296</sup>

Según estos autores, Mommer cometió un error elemental al afirmar que la Orimulsión se prepara con crudo extra pesado, porque “un hidrocarburo es bitumen si su viscosidad dinámica es mayor o igual a 10,000 a *temperatura y presión normadas*, libre de gas. Los organismos internacionales aduanales que han clasificado a Orimulsión bajo el código arancelario 27.14.90 por casi 15 años no se han dejado mentir. *Cualquier laboratorio independiente confirmará que la viscosidad del componente hidrocarburo de la materia prima de Orimulsión corresponde técnicamente a bitumen natural*”.<sup>297</sup>

Este razonamiento, en apariencia objetivo, en realidad es una mezcla típica de vaguedad, desinformación y mala fe. Nótese, por principio de cuentas, cómo la determinación que los organismos oficiales internacionales de clasificación arancelaria hicieran, *sobre la base de información falsa o tendenciosa proporcionada por la propia Bitor*, ahora se aduce como **prueba** de que la Orimulsión efectivamente es un hidrocarburo no petrolero. Por otra parte, si bien es cierto que ningún análisis técnico cuestionaría que el “componente hidrocarburo de la materia prima de Orimulsión” es una sustancia en extremo viscosa, ningún laboratorio que se preciara de su reputación confirmaría sin más que este componente es bitumen natural, ya que dicha confirmación dependería, **única y exclusivamente**, de la viscosidad de la sustancia a la *temperatura original del yacimiento y a presión atmosférica* (las condiciones normadas relevantes). La viscosidad del así llamado ‘componente hidrocarburo’ *en cualesquiera otras condiciones* es un dato que revestiría solamente un valor anecdótico, so pena de contravenir el principio rector propugnado por el propio Aníbal Martínez en el

295 Guerrero, Jones Parra et al., op. cit.: 180-1.

296 Mommer, “La Orimulsión: Verdades Científicas...”: 11-12.

297 Guerrero, Jones Parra et al., op. cit.: 180; cursivas nuestras.

sentido de que “la caracterización de los hidrocarburos del campo Faja del Orinoco debe hacerse conforme a las directivas de clasificación del Grupo de Estudio de los Congresos Mundiales del Petróleo”.<sup>298</sup>

A la luz de esta aseveración categórica de Aníbal Martínez, resulta sumamente revelador que, sobre la base de los ya citados lineamientos y directivas del CMP, en un extenso artículo publicado en 1987 (pero escrito *antes* de que la Orimulsión hiciera su aparición<sup>299</sup>), el propio Martínez sostuviera *sin ninguna ambigüedad* que “los hidrocarburos en la Faja son *aceites crudos*, porque su viscosidad dinámica a las temperaturas originales de yacimiento y presiones atmosféricas, libres de gas, van de *2,000 a 7,000 mPa.s* (cP). La densidad de la mayoría de los crudos en la Faja cae en los rangos pesado y extra pesado”.<sup>300</sup> En dicho artículo, Martínez también señaló que “en la Faja Petrolífera del Orinoco, como cabría esperarlo, ha[bía] **ocurrencias de bitumen natural**” y que “la densidad del bitumen llega[ba] a ser tan alta como ... *4°API*”.<sup>301</sup> Sin embargo, el que Martínez hiciera esta última observación casi de pasada constituye una indicación clara de que, en 1987, este autor no concedía mayor importancia al bitumen natural en el contexto de los vastos recursos de hidrocarburos de la FPO. Esta impresión se refuerza cuando se piensa que en una ponencia presentada en el CMP, Carlos Borregales (quien fuera en algún momento presidente de Bitor) observó que “la enorme acumulación conocida como la Faja del Orinoco ... contiene *aceites pesados y extra pesados bastante similares a los que se encuentran en otros campos de la Cuenca Oriental de Venezuela*. La Faja del Orinoco *también* contiene *algunos* volúmenes de bitumen de una gravedad tan baja como *4°API* ( $1.044 \text{ g/cm}^3$ ).<sup>302</sup>

298 Aníbal R. Martínez, La Faja...:181.

299 En su monografía de 2005, Martínez aclara: “por primera vez oí hablar de la Orimulsión en 1986” (Martínez, La Faja...203).

300 Aníbal R. Martínez, “The Orinoco Oil Belt, Venezuela”, en *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 10, no. 2 (Abril 1987): 131.

301 Aníbal R. Martínez, “The Orinoco Oil Belt...”: 132; cursivas del autor. Por alguna razón, Martínez ahora sostiene que como “la invención de la escala empírica API se hizo para una época de explotación exclusiva de petróleo crudo de peso específico liviano ... la función determinante pierde significación, rápidamente, para los valores debajo de 15” (Martínez, La Faja...: 183; nota 3).

302 Carlos Borregales y Arnaldo Salazar, “The Future for In-Situ Recovery, Treatment, and Transportation of Heavy Oil in Venezuela”, 12th World Petroleum Congress Proceedings, Londres, World Petroleum Congress, 1987, v. 4:

En este contexto, tampoco está de más recordar que, en 1981, Luis Giusti fue co-autor de otra ponencia para el CMP en la cual se hacía una descripción científica de la FPO que no mencionaba siquiera la palabra bitumen.<sup>303</sup>

### El extraño caso del cambio de opinión de Aníbal Martínez

Cuando Martínez publicó el artículo citado arriba, la Orimulsión aún se encontraba en una etapa incipiente de su desarrollo comercial (al grado que su nombre ni siquiera se había acuñado).<sup>304</sup> Pero en la medida en que el perfil comercial de producto fue adquiriendo cada vez más relieve, Martínez fue relegando a un segundo plano las directrices en cuya redacción el mismo había jugado un papel tan destacado, y adoptó una postura mucho menos rigurosa respecto al peso relativo de los crudos extra pesados, por un lado, y del bitumen natural, por el otro, en los recursos de la FPO. La mejor prueba del impacto de la conversión de Martínez a la causa del “carácter bituminoso” tanto de la Orimulsión como de la FPO son los numerosos cambios que éste hiciera en una supuesta *traducción fiel* del artículo citado arriba, la cual fue incorporada como parte de una monografía sobre la FPO que Martínez publicara en 2004.<sup>305</sup> El más significativo de todos los cambios fue la *omisión total del pasaje citado en el apartado anterior*. En lugar de este muy inconveniente pasaje, Martínez incluyó una formulación mucho más vaga, que rezaba así: “mi apreciación es que los hidrocarburos de la Faja son fundamentalmente crudo y bitumen natural”.<sup>306</sup>

---

31–42; cursivas nuestras.

303 G.C. Burkill y L.E. Giusti, “The Orinoco Heavy Oil Belt”, 11th World Petroleum Congress Proceedings, Londres, World Petroleum Congress, 1984, v. 3: 261-73.

304 Martínez mencionó esto de paso en el artículo: “En 1986, Lagoven comenzó la comercialización de una emulsión con hidrocarburos de la FAJA, para ser quemada en plantas de generación eléctrica (Martínez, “The Orinoco Oil Belt...”: 133). En su monografía de 2005, y dando rienda suelta a un lirismo desbocado, Martínez comenta que la Orimulsión le pareció “un acierto subliminal indudable, cónsono con la era de las ventas por particulares métodos sofisticados y de los ejecutivos de la creatividad envolvente [sic!] y sin protesto” [sic!].” (Martínez, La Faja...203).

305 Martínez, La Faja...: 152–165.

306 Martínez, La Faja...: 191; cursivas nuestras. Sin embargo, Martínez olvidó eli-

Esta última afirmación es cierta, pero no resulta particularmente útil para un lego que quisiera saber cuál de estas dos categorías de hidrocarburo es más abundante en la FPO. El cuadro de recursos *in situ*, y reservas probadas y no probadas de la FPO que Martínez incluyó en esta monografía tampoco contribuye en nada a aclarar la cuestión, sobre todo porque utiliza distintas unidades (metros cúbicos y toneladas métricas) para el crudo y el bitumen natural, respectivamente (Cuadro C10.1).<sup>307</sup> Sin embargo, **cuando las cifras en el cuadro se expresan en barriles**, las ambigüedades desaparecen, y **el peso desproporcionado de los crudos extra pesados se vuelve a poner en evidencia, especialmente en lo que se refiere a las categorías de reservas probadas, las cuales son las que tienen mayor relevancia económica.**<sup>308</sup>

---

minar este otro pasaje decisivo: “los hidrocarburos de la Faja son altamente móviles, a pesar de su alto peso específico, lo cual se explica por la respectiva viscosidad dinámica a las condiciones de los yacimientos” (Martínez, La Faja...: 161). No deja de ser irónico que en su importante artículo de 1987, Martínez criticara a José Antonio Galavis y Hugo Valverde, autores de la primera monografía general acerca de la FPO, por “usar los términos petróleo, aceite bituminoso, crudo pesado y crudo no convencional para caracterizar los hidrocarburos” de la Faja (Martínez, “The Orinoco Oil Belt...”, p. 130).

307 Martínez exhibe una marcada tendencia a utilizar diferentes unidades de medición de manera simultánea, lo cual podría interpretarse como un método de ofuscación. En una entrevista que concediera en 2004, por ejemplo, apuntó que si bien la clase de hidrocarburo que existe predominantemente en la Faja del Orinoco era petróleo crudo, también había inmensos volúmenes de bitumen natural. Y para demostrarlo, citó las siguientes cifras: “por cada tres metros cúbicos de petróleo crudo extra pesado, existe en otros reservorios del subsuelo una tonelada métrica de bitumen natural”. Estas cifras no le dicen nada a un lego, entre otras cosas porque mezclan unidades de volumen con unidades de peso. En traducción, la afirmación de Martínez es simplemente que por cada 19 barriles de crudo extra-pesado *in situ* hay aproximadamente 6 barriles de bitumen natural *in situ* (citado en Marianna Párraga, “Someterán clasificación de reservas de la Faja a las Naciones Unidas”, *El Universal*, marzo 24 de 2004).

308 Por reservas probadas debe entenderse la cantidad de hidrocarburos que los datos geológicos y técnicos demuestran que se pueden producir de manera razonable en el futuro, en las condiciones económicas y operativas del presente. El nivel de certeza de que dichas reservas se desarrollarán es del 90 por ciento. Las reservas probadas se dividen en desarrolladas (las que se pueden recuperar con pozos ya perforados y equipo ya instalado) y no desarrolladas (que son aquellas cuya recuperación involucrará pozos que aún no han sido perforados o pozos ya perforados que requieren de un gasto considerable para su recompletación). Las reservas no probadas son la suma de las reservas probables (cantidad recu-

**Cuadro 10.1a. Hidrocarburos no gaseosos *in situ*, reservas probadas y no probadas en la FPO, por área de mayor producción**

Área	Hidrocarburos <i>in situ</i>		Reservas probadas		Reservas no probadas	
	Crudo (MMm <sup>3</sup> )	Bitumen natural (MMTM)	Crudo (MMm <sup>3</sup> )	Bitumen natural (MMTM)	Crudo (MMm <sup>3</sup> )	Bitumen natural (MMTM)
Boyacá (Machete)	9.600	4.800	0	0	1.600	0
Junín (Zuñto)	48.000	23.200	2.400	0	6.400	0
Ayacucho (Hamaca)	18.400	9.600	1.600	0	4.800	0
Carabobo (Cerro Negro)	19.200	12.800	1.600	300	3.200	600
<b>Totales</b>	<b>95.200</b>	<b>50.400</b>	<b>5.600</b>	<b>300</b>	<b>16.000</b>	<b>600</b>

**Cuadro 10.1b. Hidrocarburos no gaseosos *in situ*, reservas probadas y no probadas en la FPO, por área de mayor producción**

Área	Hidrocarburos <i>in situ</i>		Reservas probadas		Reservas no probadas	
	Crudo (MMm <sup>3</sup> )	Bitumen natural (MMTM)	Crudo (MMm <sup>3</sup> )	Bitumen natural (MMTM)	Crudo (MMm <sup>3</sup> )	Bitumen natural (MMTM)
Boyacá (Machete)	60.382	29.029	0	0	10.064	0
Junín (Zuñto)	301.910	140.309	15.096	0	40.255	0
Ayacucho (Hamaca)	115.732	58.059	10.064	0	30.191	0
Carabobo (Cerro Negro)	120.764	77.412	10.064	1.814	20.127	3.629
<b>Totales</b>	<b>598.789</b>	<b>304.809</b>	<b>35.223</b>	<b>1.814</b>	<b>100.637</b>	<b>3.629</b>

Fuente: Anibal Martínez, *La faja petrolífera del Orinoco*: 199.a

### ¿Bitumen natural o crudo extra pesado? Conclusiones de los esfuerzos exploratorios del Ministerio de Energía y Minas (1972–77) y PDVSA (1978–82) en la FPO

Martínez derivó los datos presentados en el Cuadro C10.1 de los resultados de un extenso esfuerzo exploratorio emprendido por PDVSA entre 1978 y 1982, el cual involucró la perforación de más de 600 pozos a lo largo de toda la FPO, así como el examen detallado de las propiedades químicas y físicas de alrededor de 300 muestras individuales de crudo.<sup>309</sup> En el estudio en el cual PDVSA reportó los resultados de esta iniciativa se afirmaba claramente: “*el crudo encontrado en la Faja Petrolífera del Orinoco es móvil a las condiciones del yacimiento, exceptuando el de algunas acumulaciones en el área Machete [Boyacá], lo que hace posible su extracción por métodos convencionales, a costos comparables con los de otros campos de petróleo pesado en Venezuela y en el resto del mundo*”.<sup>310</sup> En otras palabras, este estudio de PDVSA concluyó que la abrumadora mayoría del petróleo in situ en la FPO consistía de petróleos crudos extra pesados, y no de bitúmenes naturales.

Esta conclusión, por cierto, distaba de ser novedosa. Si bien **el estudio de PDVSA** hizo importantes aportaciones empíricas a la caracterización de los recursos del Orinoco, la verdad es que simplemente **confirmó los resultados de un esfuerzo exploratorio de dimensiones más modestas –con 116 pozos perforados– que el Ministerio de Energía y Minas había llevado a cabo en la FPO entre 1972 y 1977** bajo el liderazgo de Francisco J. Gutiérrez.<sup>311</sup> En este estudio, los investigadores del Ministerio habían encontrado que la gravedad de los crudos provenientes de los pozos perforados oscilaba entre los 8°–9° API. Este estudio también reconocía “la probabilidad

---

perable calculada con un cincuenta por ciento de nivel de certeza) y posibles (cantidad recuperable calculada con un diez por ciento de nivel de certeza).

309 N. de Audemard, M.C. Chirinos y I. Layrisse, “Physical and Chemical Characteristics of Heavy Crude Oil in the Orinoco Oil Belt”, en in *Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen* (R.F. Meyer, ed.), AAPG Studies in Geology #25, 1987: 183-192.

310 Fiorillo, et al., op. cit., vol. 1: 43; cursivas nuestras.

311 Francisco J. Gutiérrez, *Faja Petrolífera del Orinoco*. Caracas, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, 1976.

de encontrar hidrocarburos . . . tendientes a ser verdaderos bitúmenes”, pero su conclusión principal (la cual ha sido demostrada como cierta nuevamente por el esfuerzo de certificación de reservas emprendido por el MENPET) fue que “todo parec[ía] indicar que la inmensa riqueza [de la Faja era] petrolífera y no bituminosa”.<sup>312</sup>

El estudio del Ministerio no negaba que los crudos analizados eran muy densos pero, de forma correcta, destacaba que todos los crudos fluían en los pozos y que inclusive se habían encontrado horizontes donde los crudos analizados presentaban gravedades de hasta 20° API.<sup>313</sup> El estudio reconocía también que había “algunos crudos ... muy pesados y de alta viscosidad que necesita[ban] la adición de diesel para poder cumplir con las especificaciones de residual.”<sup>314</sup> Sin embargo, el tratamiento que [debía] darse en una refinería a un crudo pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco, [era] el mismo que se [debía] dar a cualquier residuo de crudo convencional”, producido en cualquier refinería venezolana de ese tiempo.<sup>315</sup>

En vista de estos factores, el Ministerio arribó a la conclusión de que “la denominación de bituminosa, para la totalidad del área de la FPO, no coincidía con la diversidad de crudos que posee dicha área, en donde todos los estudios técnicos muestran elevada fluidez en los crudos y las pruebas de laboratorio señalan que el enriquecimiento de esos crudos se logra con los diluentes y técnicas normales utilizadas en Venezuela para crudos pesados” en esos días.<sup>316</sup> Dicha conclusión más que justificaba, retrospectivamente, la decisión del Ministerio de cambiar en 1970 el nombre de Faja Bituminosa del Orinoco (de uso corriente hasta ese momento<sup>317</sup>) por el de Faja Petrolífera del Orino-

---

312 Arias Ocando, op. cit.: 24.

313 Ibid.: 31.

314 En aquél entonces, los crudos venezolanos más pesados frecuentemente se vendían como combustible residual para su quema directa en calderas, sin antes haber sido refinados.

315 Arias Ocando, op. cit.: 58; cursivas en el original.

316 Arias Ocando, op. cit.: 24.

317 Considérese el título del estudio clave publicado por el Ministerio de Minas e Hidrocarburos en 1966: José Antonio Galavís y Hugo Valverde, Estudio geológico y de evaluación preliminar de reservas potenciales de petróleo pesado en la Faja Bituminosa del Orinoco. Cuenca Oriental de Venezuela. Caracas, Ediciones del Ministerio de Minas e Hidrocarburos 1966. Los resultados de este estudio se presentaron en una ponencia ante el Séptimo Congreso Mundial de Petróleo, celebrado en la Ciudad de México.

co.<sup>318</sup> **El paso del tiempo no ha restado vigencia a las conclusiones del estudio del Ministerio, aunque esto no impidió que la meritocracia de PDVSA se encargara de impugnar dichas conclusiones para exigir (primero) y justificar (después) la asignación de la FPO, en toda su extensión, a la compañía y sus filiales.** Gustavo Coronel, miembro suplente de la primera Junta Directiva de PDVSA (1976–1980), y alto ejecutivo en la filial Meneven, escribió al respecto de la disputa en torno a qué entidad retendría la responsabilidad sobre el desarrollo de la FPO: “la lucha de poder se decidió a favor de PDVSA. La organización del proyecto Orinoco del Ministerio fue *desmantelada* y toda la información transferida a PDVSA. *De acuerdo al personal de Intevep y PDVSA que examinó esta información, los 5 años de trabajo de evaluación realizado en el ministerio habían demostrado ser una casi completa pérdida de tiempo*”.<sup>319</sup>

Para apreciar la falsedad de las afirmaciones peyorativas de Coronel (y la mala fe que las subyace) respecto a la labor del Ministerio, basta recordar que, en 1976, la Dirección de Estudios para Hidrocarburos No Convencionales estaba dando los toques finales al diseño de una planta piloto de producción por medio de inyección de vapor en Cerro Negro, la cual funcionaría como punto de partida para un proyecto integrado de mejoramiento con capacidad de 125 MBD de crudo mejorado.<sup>320</sup> Cuando el área de Cerro Negro se asignó a Lagoven, esta filial no tuvo reparo en adoptar, sin mayores cambios, los planes del desarrollo esbozados por el Ministerio (los cuales Coronel y otros tecnócratas calificaban de ser una “pérdida de tiempo”), y en ponerlos en marcha. A la postre, Lagoven logró completar dos módulos de producción (¡calificados de “experimentales”, aunque tenían la capacidad de producir más de 80 MBD!) en los bloques O–16 y J–20, pero el

318 Arias Ocando, op. cit.: 20. Típicamente, Martínez ahora considera que a la Faja se le debería de llamar “bitupetrolífera”, un nombre excepcionalmente poco afortunado, pero mucho más acorde tanto con los propósitos corporativos de Bitor como con las preferencias de los promotores y defensores de la Orimulsión (citado en Orimulsión. Nuevo Negocio...: 128).

319 Coronel, *The Nationalization...*: 115; cursivas nuestras.

320 Francisco J. Gutiérrez, Enrique Vázquez, Antonio Santos Carrizales, *Formation and Crude Oil Characteristics of Oil Reservoirs in the Orinoco Petroleum Belt as Related to the Geology*. Presentación en *Canada–Venezuela Oil Sands Symposium 77*, Edmonton (Alberta), Mayo 30–Junio 3, 1977: 5.

ambicioso proyecto de mejoramiento DSMA, como ya se dijo, fue pospuesto indefinidamente en 1982. PDVSA resucitó el proyecto DSMA a mediados de la década de los años noventa, pero esta vez bajo la forma de un proyecto integrado de mejoramiento llamado Cerro Negro, emprendido en asociación con Mobil. En términos tanto de sus dimensiones como de su concepción, el proyecto Cerro Negro difería muy poco del que había bosquejado el Ministerio más de veinte años antes (aunque su escala era menor que la del proyecto DSMA).<sup>321</sup> La ventaja crucial del proyecto Cerro Negro respecto a sus predecesores radicaba en el uso de tecnología de perforación horizontal, la cual permitió la reducción de costos y el aumento en la productividad por pozo, de tal forma que la explotación a gran escala de los yacimientos del área Cerro Negro finalmente pudo concretarse después de su larguísimo periodo de gestación.

### **Bitor nunca explotó reservas de bitumen natural en el área mayor de Cerro Negro**

El Cuadro C10.1 (extraído de la monografía de Martínez) admite que el bitumen natural constituye solamente una pequeña parte de los hidrocarburos no gaseosos *in situ* en la FPO. Sin embargo, también sugiere que, no obstante esto, existen importantes *reservas* (es decir, recursos comercialmente explotables) de bitumen natural en la FPO, y que dichas reservas están localizadas en el área de Cerro Negro/Carabobo. Esta área no solamente es el sitio donde se localizaban las operaciones de producción de Bitor sino que, de acuerdo a Martínez, abarca la región de la FPO donde justamente “la proporción de bitumen natural a petróleo crudo es más alta”.<sup>322</sup>

En vista de lo anterior, parecería admisible asumir que los hidrocarburos utilizados para producir Orimulsión bien podrían haberse extraído de reservas de bitumen natural (y no de petróleo crudo extra pesado). Es decir, no obstante la innegable preponderancia del crudo extra pesado en los recursos recuperables de la FPO *en su conjunto*, se podría plantear la hipótesis de que *específicamente* en el área de

321 Tanto el plan original del Ministerio como el proyecto DSMA contemplaban mejorar el crudo a una gravedad de 35° API. Véase Servello, op. cit.: 157.

322 Aníbal R. Martínez, La Faja...: 185.

Cerro Negro (Carabobo), la mayoría de los recursos recuperables de hidrocarburos están constituidos por bitumen natural y no crudo extra pesado, y que fue justamente sobre la base de estos recursos de bitumen natural que Bitor montó el negocio de la Orimulsión. Sin embargo, esta explicación no es válida o sostenible, a la luz de 4 factores que se enumeran a continuación.

1) La aseveración de que Cerro Negro (Carabobo) es el área de la FPO donde la proporción de bitumen natural a petróleo crudo es más alta contradice los resultados de los estudios realizados por la propia PDVSA a principios de la década de los años ochenta. Como se recordará, dichos estudios encontraron que la mayoría de los hidrocarburos lo suficiente viscosos como para ser inmóviles en condiciones de yacimiento se concentraba en el área principal de *Machete* (Boyacá) y no el área de Cerro Negro (Carabobo). El paso de los años no ha minado la validez de las conclusiones de estos estudios, por cierto. Una prueba fehaciente de ello es que los estudios de ingeniería de reservas preparados a finales de los años de la década de los noventa para algunos de los proyectos integrados de mejoramiento en la FPO se fincaron sobre los resultados obtenidos por PDVSA más de 15 años antes.<sup>323</sup> Entre las conclusiones principales de estos estudios de ingeniería de reservas estaba que "las características observadas de producción para el crudo pesado del Orinoco *indicaron una excepcionalmente alta movilidad del aceite*".<sup>324</sup>

Estas conclusiones, vale la pena decirlo, eran especialmente aplicables al área de Cerro Negro, como se reconoció en un número del órgano interno de difusión de la compañía ExxonMobil donde se presentaban detalles del proyecto de mejoramiento Cerro Negro: "la porción de la Faja correspondiente a OCN [hoy Petromonagas] cubre alrededor de 188 millas cuadradas (295 kilómetros cuadrados) en la parte [de la FPO] que la mayoría considera es la más rica" (es decir, donde las condiciones de producción son más favorables).<sup>325</sup> Bitor compartía plenamente este

323 Para el proyecto Petrozuata, por ejemplo, "la movilidad del aceite se estimó ... a partir de un análisis de pruebas de producción realizadas a principios de los ochentas en 16 pozos dispersos a través de la región de Zuata" (DeGolyer and McNaughton, Report as of April 30, 1997, on Reserves of Certain Properties in the Zuata Region of the Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela, 1997: D-14).

324 Ibid.

325 Richard Cunningham, "Taming the Faja", en *The Lamp*, verano 2000: 6.

punto de vista, y siempre caracterizó al área de Cerro Negro como el yacimiento más productivo de toda la FPO.<sup>326</sup>

Cabe señalar que el área donde Bitor llevaba a cabo sus operaciones de producción colindaba directamente con el área que explotaba OCN, amén de encontrarse muy cerca de los campos de crudos pesados del sur de Monagas (y de la infraestructura de transporte asociada a éstos). De hecho, como se apunta en el compendio *La industria venezolana de los hidrocarburos*, “desde el punto de vista de la geología de producción e ingeniería de yacimientos, la gigantesca acumulación de Cerro Negro puede considerarse como parte de las acumulaciones del área del sur de Monagas”.<sup>327</sup> Al respecto, sobra decir que nadie nunca ha planteado seriamente que las acumulaciones del área del sur de Monagas alberguen bitumen natural. De hecho, entre 1970 (año en que se desechó el nombre de Faja Bituminosa del Orinoco) y 1986-7, nadie planteó tampoco que las reservas de líquidos del área mayor de Cerro Negro pudieran estar constituidas, ni siquiera en parte, por bitumen natural, por la sencilla razón de que dichas reservas se componían en su totalidad de hidrocarburos que, para parafrasear al propio Aníbal Martínez, exhibían una viscosidad dinámica a las temperaturas originales de yacimiento y presiones atmosféricas, libres de gas, que iba de *2,000 a 7,000 mPa.s* (cP).<sup>328</sup> El hecho crucial de que “los hidrocarburos de la Faja son altamente móviles, a pesar de su alto peso específico”<sup>329</sup> es algo que quedó de manifiesto desde los inicios mismos de las actividades de exploración en la zona. Como relata Martínez al respecto del pozo descubridor del área mayor de Cerro Negro, las “prolongadas pruebas de producción” de dicho pozo “llegaron a rendir 10 metros cúbicos diarios [- 60 BD] de petróleo de peso específico 1010 kilogramos por metro cúbico [8.6 °API]”.<sup>330</sup> Según el propio Martínez, “*ahora*

326 Armando Herrera y Jesús Pacheco, “Development of Bitumen Production in the Cerro Negro Field”, Actas de la Séptima Conferencia Internacional sobre Crudo Pesado y Arenas Bituminosas de UNITAR (UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands), Octubre 27-30, 1998, Beijing, China, 1998–121: 1.

327 Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus Filiales (CEPET), *La industria venezolana de los hidrocarburos*. Caracas, Ediciones del CEPET, 1989, volumen I: 256.

328 Martínez, “The Orinoco Oil Belt..”: 131.

329 Martínez, *La Faja...*: 161.

330 Martínez, *La Faja...*: 41.

sabemos que el hidrocarburo probado en los pozos Cerro Negro era bitumen natural”.<sup>331</sup> Pero la verdad es que esta última afirmación, así como el hecho de que haya muchos que estén dispuestos a repetir públicamente que, en Cerro Negro/Carabobo, la proporción de bitumen natural a petróleo crudo es la más alta de toda la FPO, se debe explicar en términos de la identificación –consciente o no– de estas personas con la agenda anti–nacional de la vieja PDVSA, plasmada en el proyecto Orimulsión.

2) Los pozos que operó Bitor hasta el año 2006, inclusive, drenaban reservas que han estado bajo producción continua desde principios de la década de los años ochentas y que, hasta 1996 inclusive, se clasificaron como petróleo crudo extra pesado, y nunca como bitumen natural. Los hidrocarburos pesados utilizados para preparar Orimulsión provenían de los bloques J–20 y O–16 del área mayor de Cerro Negro/Carabobo, situados a unos diez kilómetros uno del otro. Estos bloques, perforados originalmente por Lagoven (la filial de PDVSA que dio el impulso definitivo a la Orimulsión), operaron en sus inicios como bloques dizque experimentales de producción de **petróleo crudo**, principalmente “para investigar el comportamiento de la formación a altas tasas de producción” pero también “el espaciado óptimo entre pozos, la calidad y el grado de continuidad de las arenas, el tipo óptimo de terminación de los pozos, el diseño y utilización de los equipos de subsuelo y de superficie y el control de la subsidencia de las formaciones”.<sup>332</sup> Ambos bloques entraron en producción el año 1984 y, posteriormente, fueron “adaptados y modificados exclusivamente para la producción de Orimulsión a un costo de unos 20 MMUSD, y han estado en operación para este propósito desde febrero de 1987”.<sup>333</sup>

Entre 1984 y 1987, la totalidad de los hidrocarburos pesados producidos en ambos bloques se diluía en una proporción de 85/15 con gasóleos de alto contenido de azufre (llevados por barcaza desde Amuay hasta la terminal de Punta Cuchillo, y de allí por gandola a Morichal) para reducir la viscosidad de la mezcla y permitir su transportación por oleoducto a las instalaciones de almacenaje y despacho en el Patio de Tanques de Oficina (PTO). De allí, estas mezclas eran transportadas

---

331 Martínez, *La Faja...*: 41, n. 9; cursivas nuestras.

332 CEPET, *op. cit.*: 258.

333 Zlatnar, *Orimulsion. The Revolutionary New Fuel...*: 62; cursivas nuestras.

a terminales en el oriente de Venezuela para ser exportadas **como una segregación comercial de petróleo crudo** de 12.5 ° API, la cual –bajo el nombre de Morichal– se vendía a refinerías involucradas en la producción de asfaltos. Algo similar sucedía con los crudos muy pesados provenientes de los campos Pílon, Temblador y otros, los cuales se mezclaban con corrientes algo más ligeras producidos en el área adyacente de San Tomé, para venderse bajo el nombre de Pílon, ya fuera como una segregación para la manufactura de asfaltos (con una gravedad de 13.5° API) o bien como una segregación adecuada para la dieta de refinerías de alta conversión (con una gravedad de 17° API).

En términos tanto en su motivación como en su instrumentación y logística, **la operación de producción y mezclado de crudos muy pesados con corrientes ligeras seguía un largo precedente establecido desde principios de la década de los años sesentas por aquellos concesionarios que producían crudos muy pesados en campos del Área Mayor de Oficina y el Área Sur de Monagas. Con la nacionalización de la industria petrolera venezolana en 1975, esta práctica siguió siendo la norma en términos de las operaciones que en esta área mantenían las compañías sucesoras de los concesionarios** (principalmente Lagoven y Meneven). Y, como se recordará, el proyecto Guanipa 100+ contemplaba producir 100 MBD de crudo extra pesado para mezclar con crudos más ligeros, para obtener una segregación comercial de 16°API.

Como ya se ha dicho, aunque Guanipa 100+ no se instrumentó conforme a los planes originales, Corpoven (la filial sucesora de Meneven en el área) perforó y completó una parte considerable de los pozos asociados con el proyecto.<sup>334</sup> De hecho, para 1987, dichos pozos ya producían alrededor de 50 MBD.<sup>335</sup> Estos volúmenes permitieron a PDVSA incrementar su producción de mezclas de crudo ligero y extra pesado tras la reactivación del crecimiento en la demanda mundial de petróleo a partir de principios de la década de los años noventa, *sobre*

---

334 Para 1984, como observara Guillermo Rodríguez Eraso (primer presidente de Lagoven), “el proyecto Guanipa 100 se había completado en un 70% ... habiéndose perforado 610 pozos” (Guillermo Rodríguez Eraso, “Aspectos operacionales y administrativos”, en 1976-1985. Diez años de la industria petrolera nacional. Caracas, PDVSA, 1987: 131).

335 Borregales, op.cit.: 33.

todo porque dicha reactivación coincidió con un aumento significativo en la disponibilidad de crudos ligeros en el Oriente de Venezuela, la cual hasta esos momentos había sido en extremo limitada. Gracias a los grandes descubrimientos en El Furrial y otros campos, PDVSA y sus filiales por primera vez pudieron contar con un diluyente que no solamente era efectivo, sino que además estaba disponible en grandes volúmenes que no requerían ser transportados grandes distancias desde algún centro de refinación. De esta forma, **PDVSA comenzó a exportar volúmenes crecientes de segregaciones como Merey, Pílon, Caripito y Leona, las cuales consisten esencialmente de crudos tipo Mesa/Furrial mezclados, en proporciones variables, con crudos extra pesados** (Cuadro C10.2).

**Cuadro 10.2**  
**Características de segregaciones comerciales de crudo producidas a partir de crudos extrapesados de la FPO**

Nombre	Gravedad (*API)	Contenido de Azufre (% peso)	Punto de Neutralización (mg KOH/gr)	Viscosidad (cST a 38°C)	Contenido Parcial (volumen) de				
					Gasolinas y naftas	Destilados intermedios	Residuo		
<i>Segregaciones pesadas convencionales a base de crudos extrapesados (contenido porcentual de crudo extrapesado entre paréntesis)</i>									
Caripito 17 (70)	17.3	2.0	1.4	150.0	0.0	10.6	22.9	66.47	37.83
Caripito 24 (50)	24	1.6	0.5	31.4	0.3	21.73	23.53	54.45	25.34
Leona (50)	24	1.5	1.5	31.5	0.1	20.79	23.49	55.6	26.25
Merey (70)	16	2.5	0.7	461.8	0.1	9.51	20.5	69.83	39.66
Pílon (85)	15	2.2	1.6	803.0	0.0	3.25	20.7	76.06	42
<i>Segregación de producción temprana del proyecto de mejoramiento Petrozuata (hoy Petrozoatégui)</i>									
Zuata 16 (70)	15.7	2.7	2.4	434.9	0.0	10.21	19.5	70.25	35.8

Las exportaciones de las segregación comercial Morichal siempre fueron relativamente modestas (debido ante todo a la baja disponibilidad de diluyente y sus altísimos costos de preparación), pero hacia finales de la década de los años noventa, las exportaciones de las nuevas mezclas pesadas producidas a partir de crudos extra pesados de la FPO ya constituían una mayoría de las exportaciones totales de crudos pesados de Venezuela.<sup>336</sup> De hecho, el repositorio de transac-

336 A finales de 2008, PDVSA nuevamente comenzó a vender una segregación comercial llamada Morichal, pero en este caso se trata de una mezcla muy similar

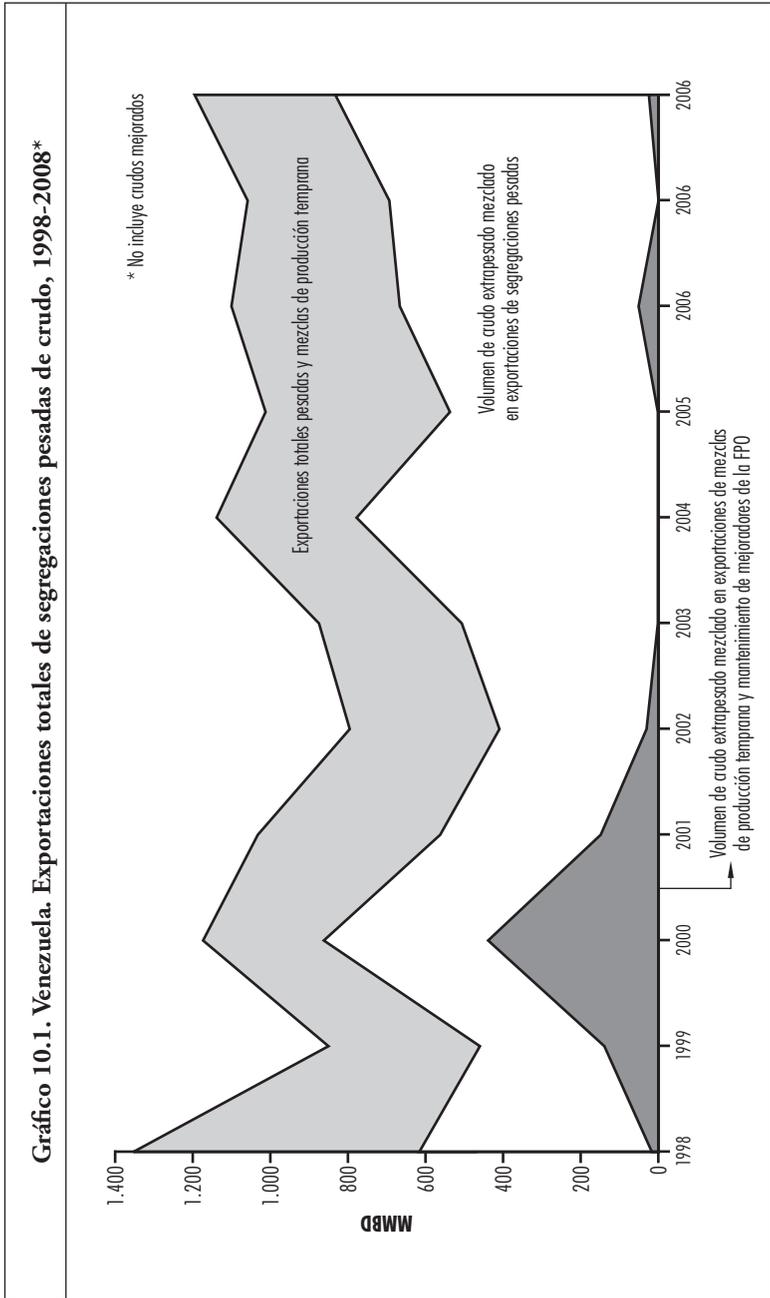
ciones comerciales de PDVSA Comercio y Suministro revela que, para 1998, el crudo extra pesado de la FPO ya aportaba aproximadamente la mitad del volumen total de las exportaciones de crudos pesados de Venezuela, como se puede apreciar en el Gráfico G10.1.<sup>337</sup> En años más recientes, el volumen de crudo extra pesado mezclado como proporción de las exportaciones totales de crudo pesado ha seguido creciendo. Por cierto, en dicho gráfico, vale la pena resaltar el salto que registraron las exportaciones de crudos extra pesados como consecuencia del inicio de los proyectos de mejoramiento en la FPO. Antes de la entrada en operación propiamente dicha de los mejoradores, las cuatro asociaciones en la FPO mezclaban crudo extra pesado ya fuera con corrientes ligeras venezolanas o, en el caso de la asociación Cerro Negro, con condensado Oso proveniente de Nigeria. Esta “producción temprana” (la cual nunca fue autorizada explícitamente por el Congreso para Sincor y Petrozuata, aunque sí para Hamaca y OCN) se vendía en el mercado petrolero internacional como crudo pesado convencional. Su colocación estaba exclusivamente a cargo de PDVSA, dado que por Ley la empresa del estado tenía que ejercer el monopolio del comercio de hidrocarburos naturales. La mezcla de crudos ligeros con el crudo extra pesado utilizado como carga para los mejoradores se sigue haciendo, de manera puntual, cada vez que dichas plantas tienen una parada accidental o tienen que salir a mantenimiento, o bien cuando la producción de crudo extra pesado de las empresas mixtas de la Faja se tiene que ajustar en cumplimiento con los compromisos pactados por Venezuela en la OPEP.

La producción y comercialización de la segregación Morichal continuó inclusive tras el establecimiento de Bitor, ya que en ese tiem-

---

a la segregación Merey, preparada a partir del crudo extra-pesado producido por la empresa mixta Petrolera Sinovensa.

337 Por increíble que parezca, este gráfico no se puede extender hacia atrás en el tiempo debido a la falta de datos. A finales de 1997, PDVSA Comercio y Suministro instrumentó una nueva base de datos electrónica para registrar todas las transacciones de exportación de la corporación. Esta base de datos centralizada sustituyó a las bases de datos que venían utilizando las filiales Corpoven, Lagoven y Maraven hasta ese momento, y que fueron desechadas sin que se conservara ningún registro digitalizado de las transacciones anteriores a 1997. Los registros de dichas transacciones solamente sobrevivieron en papel, y los archivos donde se conservaban desaparecieron a raíz del Sabotaje Petrolero de 2002-3.



po los compromisos comerciales de Orimulsión de la flamante filial de PDVSA eran muy inferiores a la capacidad de producción en los bloques J-20 y O-16. De esta forma, **hasta el momento mismo en que las reservas en estos dos bloques se reclasificaron oficialmente como bitumen natural en 1996, se presentó una situación anómala en la cual hidrocarburos pesados extraídos de los bloques podían designarse como crudo si se vendían como parte constituyente de la segregación Morichal, ¡pero como bitumen natural si se vendían como componente de Orimulsión!**

Después de 1996, esta anomalía desapareció *de jure*, pero solamente por virtud del plumazo arbitrario por medio del cual se reclasificaron las reservas de Bitor. Pero *de facto*, la anomalía persistió. Basta decir que hasta el momento en que cesaron las operaciones de producción de Bitor, esta compañía y PDVSA Petróleo (o las antecesoras de ésta, Lagoven y Corpoven) intercambiaban, de manera totalmente rutinaria, hidrocarburos pesados entre sí, por toda suerte de razones operativas y logísticas. Es decir, gracias a la magia de la Meritocracia Petrolera, **¡el crudo extra pesado producido por PDVSA Petróleo se transformaba en bitumen natural tan pronto cruzaba cierto punto de custodia en el sistema de ductos, y el bitumen natural producido por Bitor sufría la transformación opuesta cuando el flujo de hidrocarburos iba en la otra dirección!**

3) El supuesto bitumen que extraía Bitor de sus reservas, para todo propósito práctico, era (y es) indistinguible del crudo extra pesado producido en las inmediaciones de Morichal en pozos de PDVSA y OCN (hoy Petromonagas). El flujo de intercambio rutinario de hidrocarburos pesados entre Bitor y otras filiales de PDVSA, señalado arriba, podía suceder por la sencilla razón de **los hidrocarburos líquidos que Bitor y PDVSA Petróleo producían eran fundamentalmente idénticos entre sí en cuanto a sus características físicas se refiere**, con la posible salvedad de **dos** parámetros de calidad.

El primero de estos parámetros era el contenido de gas en solución presente en los hidrocarburos líquidos provenientes de los yacimientos en el área de Bitor. Como se explica en detalle más adelante, el gas en solución disminuye notablemente la resistencia al flujo de los crudos extra pesados de la FPO. Por ello, *ceteris paribus*, entre mayor sea la relación gas/petróleo (RGP) en un yacimiento de hidrocarburos pesados, más favorables serán sus condiciones de producción (o sea

que, entre más gas en solución contenga un hidrocarburo pesado, más difícil será que cumpla la definición de bitumen natural). Ahora bien, lo sorprendente de todo esto es que la RGP en los yacimientos del área asignada a Bitor (400 pies cúbicos de gas por barril de aceite, en promedio) es significativamente mayor a la de muchos yacimientos productores del área tradicional de Oficina, de donde se extraen hidrocarburos que nunca han sido considerados otra cosa que crudo extra pesado (Cuadro C10.3).

El segundo parámetro que distingue a los hidrocarburos líquidos producidos por Bitor de otros en la FPO era el contenido ligeramente más alto de ácidos carboxílicos de los primeros. Este parámetro, bastante exótico, era de relevancia solamente para efectos de las operaciones de Bitor, debido a la manera en que el proceso de producción de Orimulsión estaba estructurado. Como apuntan Salager, Briceño y Bracho, “el costo del surfactante representa[ba] una parte significativa del costo de producción total de la emulsión”.<sup>338</sup> Con el fin de reducir la cantidad de aditivo surfactante utilizado en el proceso, Bitor sacaba ventaja del contenido relativamente alto de ácidos carboxílicos en los crudos que producía (ya que estos compuestos tienen la propiedad de actuar como surfactantes naturales).<sup>339</sup> La manera en que los ácidos carboxílicos contribuían a reducir el uso de aditivo se describe en una de las muchas patentes relacionadas con la formulación de Orimulsión concedidas a los investigadores del Intevp: “el aditivo surfactante ... sirve para activar los surfactantes naturales del bitumen para formar la emulsión deseada de hidrocarburo-en-agua y también para estabilizar la emulsión contra factores tales como variación en el pH de la fase acuosa y/o la salinidad ... [E]l bitumen de Cerro Negro ... contiene surfactantes inactivos que incluyen ácidos carboxílicos, fenoles y ésteres que, bajo condiciones propicias, se pueden activar como surfactantes”.<sup>340</sup> **En la práctica, entonces, la única diferencia entre los hidrocarburos que Bitor producía como “bitumen natural”, por un lado, y los que PDVSA Petróleo produce como crudo extra pesado para mezcla**

338 Salager, Briceño y Bracho, op. cit.: 487.

339 Marit-Helen Ese y Peter K. Kilpatrick, “Stabilization of Water-in-Oil Emulsions by Naphthenic Acids and Their Salts: Model Compounds, Role of pH, and Soap:Acid Ratio”, *Journal of Dispersion Science and Technology*, Vol. 25, No. 3: 253–261.

340 United States Patent 5792223..., loc. cit.

**Cuadro 10.3**  
**Relación gas/petróleo (RGP) de diversos bloques productores**  
**en el área tradicional de Oficina y el área asignada a Bitor**

Bloque	Reservas probadas de crudo (MMB)	Reservas probadas de gas (MMPC)	RGP
<i>Área tradicional de Oficina</i>			
Jobo 12	57.2	30.5	533.217
Jobo 14	27.6	14.1	510.87
Jobo 16	82.3	43.9	533.414
Jobo 21	10.1	2.7	267.327
Jobo 23	51.0	27.2	533.333
Jobo 27	81.0	43.2	533.333
Pilón 01	2.3	1.3	565.217
Morichal 26	188.0	49.9	265.426
Morichal 27	196.2	43.4	221.203
Morichal 35	219.2	47.4	216.241
Morichal 36	11.7	3.5	299.145
Morichal 40	151.1	52.0	344.143
<b>Total</b>	<b>1,077.7</b>	<b>359.1</b>	
<b>RGP Promedio</b>			<b>333.21</b>
<i>Área de Bitor</i>			
Morichal 90	524.7	215.7	411.092
Morichal 91	783.7	307.6	392.497
Morichal 92	1.027.9	411.5	400.331
Morichal 93	381.0	153.5	402.887
<b>Total</b>	<b>2,717.3</b>	<b>1,088.3</b>	
<b>RGP Promedio</b>			<b>400.508</b>
<b>Gran Total</b>	<b>3,795.0</b>	<b>1,447.4</b>	
<b>RGP Promedio</b>			<b>381.397</b>

en segregaciones como Merey y Leona, por el otro, radicaba en que los primeros contenían una proporción de ácidos carboxílicos ligeramente mayor, lo cual abarataba *marginalmente* los costos de preparación (muy significativos, por lo demás) de la Orimulsión.

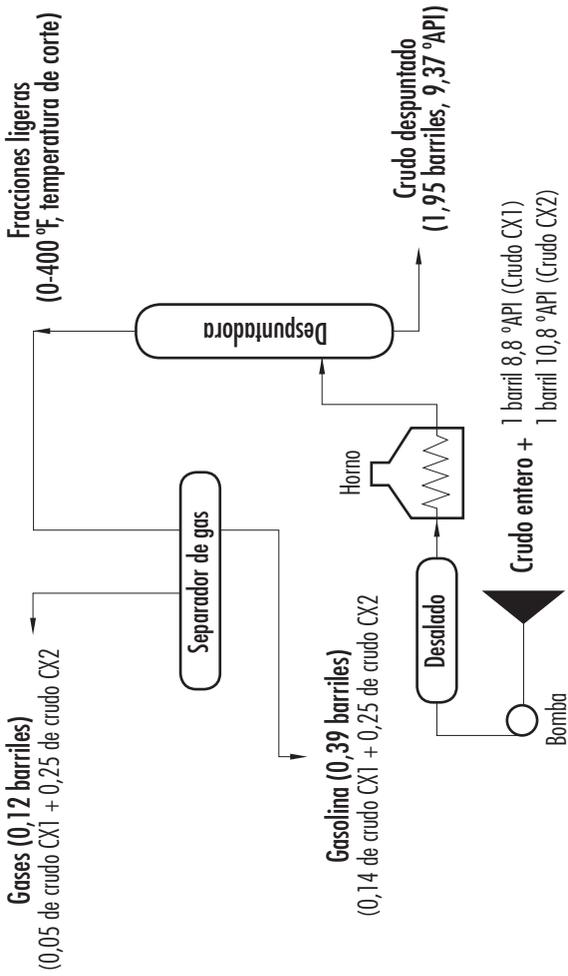
La diferencia de calidades entre los crudos producidos por Bitor, por un lado, y los crudos de otras partes del área de Cerro Negro/Carabobo (o de la FPO en general), por el otro, es **totalmente irrelevante en la superficie**, donde el contenido de ácidos carboxílicos simplemente se convierte en una de las variables que determinan el punto de neutralización (*total acid number* ó TAN) de un crudo dado.<sup>341</sup> Éste es un parámetro relativamente importante de calidad, ya que los crudos con un punto de neutralización elevado son muy corrosivos. Sin embargo, **el factor de neutralización de los hidrocarburos producidos por Bitor no difiere significativamente del de otros crudos extra pesados** producidos en Cerro Negro (Carabobo), bien sea por PDVSA o Petromonagas (antes OCN) o bien por otros operadores en las demás áreas de la FPO.

Vale la pena aclarar, de paso, **que la forma en que se llevaba a cabo la producción de Orimulsión también permite explicar cómo es que la gravedad del supuesto “bitumen crudo” utilizado para este propósito**, y reportada al MENPET por Bitor, **siempre fuera exactamente la misma** (8.5° API). Esta notable uniformidad se debe a que, al despuntarse el diluyente de la mezcla de viscosidad reducida proveniente del área de producción, se destilaban también todas las fracciones ligeras volátiles que el supuesto “bitumen crudo” contenía (la homogenización derivada de la destilación se ilustra en el Gráfico G10.2). El contenido de fracciones ligeras del “bitumen natural” proveniente de distintos pozos podía ser bastante diferente: de acuerdo a información proporcionada por dos empleados de Bitor en una presentación a la Séptima Conferencia Internacional sobre Crudo Pesado y Arenas Bituminosas de UNITAR, la gravedad API de los hidrocarburos pesados que extraía la compañía variaba entre 6° y 10° API.<sup>342</sup> Dichas cifras concuerdan con los datos de gravedad

341 El punto de neutralización refleja el contenido total de especies ácidas presentes en un crudo, y no solamente los ácidos carboxílicos.

342 Martha R. Espinoza y Luis E. Montefusco, “Evolution of the Production Methods for Bitumen in the Area Cerro Negro of the Bituminous Orinoco Belt – Venezuela”. Actas de la Séptima Conferencia Internacional sobre Crudo Pesado

Gráfico 10.2. Homogenización de dos crudos extrasesados por efecto de despuntado



de los pozos exploratorios que Lagoven perforara en el área de Cerro Negro/Carabobo entre 1979 y 1983 (Cuadro C10.4).

**Cuadro 10.4**  
**Gravedad del crudo en pozos descubridores perforados**  
**en el área Cerro Negro (Carabobo), 1979-83**

Pozo	Gravedad
CNX-17	9.5
CN-96	6.4
CN-136	6.3
UV-142	11.8
CNX-12	8.2
CNX-25	8.0
CN-56	7.6
UV-202	13.0
CN-165	6.1
CN-121	8.3
CN-115	8.0
SF-175	6.7
CNX-21	8.6
CN-185	8.8
CN-50	8.3
CNX-23	9.0
UV-78	9.3
CN-142	8.1
CN-185	8.8

Fuente: Fiorillo 1983

El proceso de despuntado hacía desaparecer estas diferencias (porque mediante dicho proceso se separan del crudo todos los hidrocarburos ligeros hasta cierta temperatura uniforme de corte). Crucialmente, **la calidad del supuesto “bitumen crudo” incorporado a la Orimulsión se medía solamente después de haber sido sometido a este cuádruple proceso de separación de gas, desalado, deshidratado y despuntado**, el cual por lo tanto tenía la propiedad de homogeneizar crudos cuya gravedad podía haber sido bastante

---

y Arenas Bituminosas de UNITAR (UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands), Octubre 27-30, 1998, Beijing, China, 1998-062: 1. Nótese que en esta presentación se denomina a la Faja como “Faja Bituminosa del Orinoco”.

heterogénea a fondo de pozo. Las fracciones ligeras despuntadas del supuesto “bitumen crudo”, por su parte, se incorporaban al diluyente recirculado, lo cual permitía compensar las pérdidas volumétricas que el proceso de recirculación inevitablemente aparejaba (los pozos que producían crudo extra pesado de mejor calidad aportaban un volumen relativamente más alto de diluyente). Quien para variar no recibía retribución patrimonial alguna por estas fracciones ligeras era la Nación, la cual proveía gratis los hidrocarburos ligeros que mantenían andando el proceso de recirculación (porque la producción fiscalizada de Bitor se medía a la entrada de la planta de mezcla).

4) Antes y después de la reclasificación de las reservas en su área asignada, Bitor produjo siempre en los mismos yacimientos y horizontes productivos (utilizando siempre la misma infraestructura), y las dificultades de producción que Bitor tenía que superar no solamente no se hicieron más severas con el paso del tiempo, sino que disminuyeron marcadamente gracias a la adopción de técnicas de perforación horizontal. A la luz de los elementos explicados en los 3 apartados anteriores, está claro que la única forma en que se podría justificar la reclasificación de las reservas de los bloques J-20 y O-16 (las cuales son las que aparecen como bitumen natural en el Cuadro C10.1) habría sido que, después de 1996, los pozos en estos bloques por alguna razón hubieran pasado a drenar reservorios de hidrocarburos que no fluyeran a la temperatura de yacimiento (esto, desde luego, habría complicado significativamente las labores de producción de Bitor). Sin embargo, éste no fue el caso. Por el contrario, como ya se ha relatado, la difusión de técnicas de perforación horizontal a finales de la década de los años noventa se tradujo en un aumento significativo de la productividad por pozo, lo cual a su vez tuvo un impacto muy positivo sobre los costos de producción. Originalmente, la extracción de crudo en los bloques J-20 y O-16 se realizaba ya fuera mediante pozos verticales sometidos a estimulación de vapor –método que permitía alcanzar tasas de producción del orden de los 200 barriles diarios por pozo– o bien mediante producción en frío con inyección de un diluyente de 32° API.<sup>343</sup> Con la introducción de pozos horizontales y bombas eléctricas sumergibles de alta capacidad, la producción promedio por pozo se incrementó a 1,400 barriles por día (sin necesidad

---

343 Espinoza y Montefusco, op. cit.: 1.

de ninguna estimulación térmica) de tal manera que, para 1998, los costos de producción habían caído en más de un 50 por ciento respecto al nivel que tenían al inicio del proyecto Orimulsión.<sup>344</sup>

### **¿Cómo se compara el supuesto bitumen natural que falsamente decía Bitor que producía contra auténticos bitúmenes naturales?**

A estas alturas, cualquier lector de este informe seguramente estará en posición de concluir que **la transformación por medio de la cual ciertas reservas de crudo extra pesado de Lagoaven en el área de Cerro Negro se convirtieron en reservas de bitumen natural de Bitor es totalmente indefensible, desde cualquier punto de vista científico o económico.**<sup>345</sup> Ahora bien, si aún quedaran algunas dudas a este respecto, éstas se pueden disipar definitivamente comparando las características de los yacimientos de la FPO de donde se extrajeron los hidrocarburos incorporados a la Orimulsión con las de los yacimientos de hidrocarburos pesados del Oeste de Canadá (la comparación tiene que hacerse al nivel de yacimientos porque el criterio que determina la pertenencia de un hidrocarburo al grupo de los bitúmenes naturales es su movilidad en el yacimiento). Esta comparación es muy relevante en parte porque nadie cuestiona el *status* de bitumen natural de los hidrocarburos pesados de los yacimientos del Oeste de Canadá pero también porque, tomados en conjunto, dichos yacimientos son la única acumulación de hidrocarburos pesados en el mundo cuya magnitud es remotamente comparable a la de la FPO.

Si hubiera que destilar la definición de bitumen natural a su mínima expresión, la formulación resultante seguramente sería similar a una acuñada por la US Geological Survey: “el bitumen natural es tan viscoso que es inmóvil en el reservorio”.<sup>346</sup> En los bloques de producción de Bitor, al igual que en todos los demás bloques que actualmente se encuentran en producción en la FPO, no se satisface esta condición *sine qua non* porque, como se ha dicho reiteradamente, el petróleo en

344 Kurt S. Abraham “Venezuela Bets...”, 122.

345 La supuesta existencia de reservas no probadas de bitumen natural en las áreas de Hamaca y Zuata en realidad obedece a una reclasificación similar ligada a los intentos abortados de Bitor de extender sus operaciones de producción de Orimulsión a estas áreas.

346 US Geological Survey Fact Sheet FS-070-03 (August 2003): 1.

dichos yacimientos fluye *inclusive en ausencia de estimulación térmica*, no obstante su muy elevada densidad (o baja gravedad API). Es justamente por eso que se puede afirmar categóricamente (como lo hiciera Aníbal Martínez en 1987, aunque *ahora* haya cambiado de parecer) **que la inmensa mayoría de los hidrocarburos no gaseosos *in situ* en la FPO (y la totalidad de los hidrocarburos que jamás se han extraído comercialmente de la FPO) no caen dentro de la categoría de bitumen natural.**

La principal razón por la cual los crudos extra pesados del Orinoco no son suficientemente viscosos para ser inmóviles tiene que ver con las temperaturas de reservorio en los horizontes productivos. Dado que dicho horizontes se encuentran de 335 a 1,060 metros (1,100 a 3,500 pies) debajo de la superficie, las temperaturas de reservorio son bastante altas: 49°C–60°C (120°F–140°F) (Cuadro C10.5). Además, dentro de la FPO, se presentan grandes variaciones en los gradientes de temperatura (en el área mayor de producción Hamaca/Ayacucho –los gradientes de temperatura varían de 0.02°C a 0.03°C por metro de profundidad). A una profundidad constante de 762 metros (2,500 pies) por debajo de la superficie, dicha variación puede traducirse en un cambio de hasta 8°C en la temperatura de reservorio, lo cual es muy significativo cuando se considera que mediciones de laboratorio en muestras de crudo provenientes del área de Hamaca/Ayacucho sugieren que un incremento de 5.5°C en la temperatura de reservorio puede resultar en una reducción de 50 por ciento en la viscosidad a fondo de pozo del crudo.<sup>347</sup>

En marcado contraste con la situación descrita arriba, los mayores yacimientos de hidrocarburos pesados en el Oeste de Canadá (Alberta y Saskatchewan) se encuentran relativamente cerca de la superficie (de hecho, están a ras de tierra al norte de Fort McMurray, Alberta). Las temperaturas de reservorio de los yacimientos canadienses son, consecuentemente, muy diferentes a las del Orinoco: si bien pueden ser tan altas como 38°C (100°F) en algunos lugares (a 850 metros –2,800 pies– de profundidad, por ejemplo, en el suroeste de Saskatchewan),

---

347 T.H. Tankersley and M.W. Waite, Reservoir Modelling for a Horizontal Exploitation of a Giant Heavy Oil Field – Challenges and Lessons Learned. Presentación en 2002 Society of Petroleum Engineers International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Calgary, 4–7 Noviembre 2002: 4.

**Cuadro 10.5**  
**Profundidad y temperatura de reservorio promedio en yacimientos**  
**de la FPO y el Oeste de Canadá**

Área	Profundidad Metros (pies)	Temperatura de reservorio °C (°F)
<b>Faja Petrolífera del Orinoco</b>		
Boyacá (Machete)	1,100 (3,600)	49 (120)
Junín (Zuata)	790 (2,600)	49 (120)
Ayacucho (Hamaca)	670 (2,200)	58 (137)
Carabobo (Cerro Negro)	810 (2,670)	55 (131)
<b>Oeste de Canadá</b>		
Athabasca	150-400 (492-1,312)	8 (47)
Wabasca	0-750 (0-2,460)	18 (65)
Grosmont	250-420 (820-1,378)	11 (52)
Cold Lake	300-600 (984-1,968)	15 (59)
Peace River	300-800 (984-2,624)	20 (68)
Lloydminster	550-650 (1,804-2,133)	22 (72)
Luseland	700 (2,297)	30 (86)

Fuentes: Fiorillo 1983, Dusseault 2001, ERCB 2008

son de apenas 4°C (40°F) en las áreas mucho más extensas donde los yacimientos se encuentran casi a ras de tierra (esta temperatura es cercana al punto de congelación del agua, 32°F) A raíz de estas diferencias en temperaturas de formación, los crudos del Orinoco muestran valores de viscosidad en el yacimiento similares a los de crudos canadienses considerablemente menos densos.<sup>348</sup> Por ejemplo, el crudo en el campo Luseland de Saskatchewan tiene una gravedad de 11.5°–13° API, y sin embargo su viscosidad dinámica en el yacimiento es comparable a la de crudos del Orinoco cuyas gravedades oscilan entre 8.5°–9° API.<sup>349</sup> Los valores de viscosidad para los yacimientos

348 Como indica Cornelius (op. cit.: 166), “es... mucho más difícil estimular [la producción] de crudo Emsland de 13° API (del yacimiento Nordhorn) que la de crudos de California [que son más pesados]. Los crudos de San Joaquín y todavía más los de la cuenca de Los Ángeles son menos viscosos que los crudos pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, que a su vez son menos viscosos que los crudos del Oeste de Canadá con la misma gravedad”.

349 Maurice B. Dusseault, Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands. Presentación en 2001 Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Junio 12–14 2001:13.

canadienses más importantes son considerablemente más altos, por lo demás: 80,000 mPa.s en Foster Creek, 60,000–100,000 mPa.s en Cold Lake (un depósito donde los horizontes productivos son lo suficientemente profundos como para ser explotados mediante pozos convencionales y estimulación de vapor), 200,000–400,000 mPa.s en la mina de arenas bituminosas de Surmount, 600,000 mPa.s en Abasand y más de 1 millón mPa.s en algunos de los depósitos a ras de suelo de Athabasca, cerca de Fort McMurray (donde se localizan varias minas de arenas bituminosas), y en las calizas de Grosmont.

**Las bondades relativas de los yacimientos del Orinoco no terminan allí, sin embargo. Como ya se dijo antes, los bitúmenes presentes en los yacimientos canadienses tienen un contenido mucho mayor de asfaltenos que el que caracteriza a los crudos extra pesados de la FPO. Debido a esto, los crudos del Orinoco sobrepasan en movilidad, y por un margen muy significativo, a los (auténticos) bitúmenes naturales del oeste del Canadá, inclusive después de ajustar por todos los factores relacionados con las características de los reservorios (particularmente la temperatura). En efecto, el contenido de asfaltenos confiere a los bitúmenes naturales canadienses una reología radicalmente distinta a la de los crudos del Orinoco. Pruebas de laboratorio han demostrado que “los bitúmenes de Athabasca y Cold Lake, y el crudo extra pesado de Lloydminster son fluidos no-newtonianos”<sup>350</sup>, y que es “la estructura ‘asfáltica’ del bitumen ... [la que] causa el comportamiento no-newtoniano”.<sup>351</sup> En contraste, las investigaciones venezolanas acerca de los yacimientos del Orinoco demostraron de manera contundente que “los crudos en la**

---

350 Un fluido no newtoniano es aquél en cual la tensión de cizalla (es decir, la acción resultante de fuerzas aplicadas que causa o tiende a causar el deslizamiento de dos partes contiguas de un cuerpo, una en relación a otra, en una dirección paralela a su plano de contacto) no es proporcional a la velocidad de cizalla (es decir, el gradiente de velocidad existente en un fluido en movimiento medido perpendicularmente a la dirección de flujo, o lo que es lo mismo, la rapidez con la que cambia la velocidad de desplazamiento de una lámina de fluido sobre otra). En un fluido newtoniano, en cambio, la viscosidad dinámica es constante independientemente del esfuerzo cortante y del tiempo de aplicación del esfuerzo.

351 Dean Wallace (ed.), *A Review of Analytical Methods for Bitumens and Heavy Oils*. Edmonton, Alberta Oil Sands Technology and Research Authority, 1988: 92.

Faja presentan características newtonianas que hacen más sencillo el diseño de facilidades de transporte”.<sup>352</sup>

Los yacimientos del Orinoco también exhiben valores de presión significativamente más altos, en gran parte porque el crudo que en ellos se encuentra generalmente contiene proporciones modestas pero no despreciables de gas natural, mientras que muchos de los yacimientos del oeste de Canadá casi no contienen gas. Por virtud de esta característica, el punto de burbuja del gas en los crudos del Orinoco es similar a su valor de presión de poro.<sup>353</sup> En el Oeste de Canadá, en cambio, el valor del punto de burbuja representa solamente el 70–80 por ciento del valor de presión de poro. Estas diferencias son importantes porque, como indica Dusseault, “la ex solución del gas en el crudo pesado [del Orinoco] genera una ‘fase de burbuja’ que se traduce en un mecanismo de empuje interno conocido bajo el nombre de ‘flujo espumoso’”.<sup>354</sup> La importancia decisiva que este tipo de flujo reviste para permitir la producción en frío en la FPO, a costos bastante bajos, fue un factor que DeGolyer and McNaughton (la firma de ingeniería encargada de evaluar la situación de reservas de los proyectos integrados de mejoramiento) subrayó en los reportes preparados para informar a los inversionistas que adquirieron los bonos emitidos por estos proyectos. Sirva como ejemplo de ello la opinión que estos consultores emitieron acerca de las condiciones de producción para el proyecto Cerro Negro de OCN/Petromonagas (el cual, como ya se ha dicho, es limítrofe a la zona de operaciones de Bitor): “las características observadas de producción para el crudo pesado del Orinoco *indicaron una excepcionalmente alta movilidad del aceite a presiones por debajo de la presión de saturación*. Las características de producción también indicaron razones de gas/aceite relativamente bajas. La explicación generalmente aceptada para estas características es que el aceite retiene burbujas de gas a presiones por debajo de la presión de saturación. Este comportamiento de ‘aceite espumoso’ re-

352 Audemard, Chirinos y Layrisse, op. cit.: 185.

353 El punto de burbuja se refiere a las condiciones de presión y temperatura de una mezcla de hidrocarburos bajo las cuales las primeras moléculas de gas se empiezan a vaporizar. El punto de presión de poro se refiere a la presión de los fluidos de una formación medida en la profundidad a la que dicha formación se encuentra.

354 Dusseault, op. cit.: 5.

sulta en un incremento mayor en la compresibilidad efectiva del aceite y en un eficiente empuje de gas en solución”.<sup>355</sup> En los yacimientos del Oeste de Canadá, en contraste, “las condiciones generalizadas de baja presión y punto de burbuja deprimido significan que ... hay mucha menos energía disponible proveniente de la ex solución de gas”.<sup>356</sup> Un empuje natural más bajo, nuevamente, se traduce en una mayor resistencia al flujo, que es la variable que tiene una mayor incidencia tanto sobre el factor de recobro como sobre el costo de extracción de los hidrocarburos que un yacimiento dado contenga.

En resumen, a comparación de los gigantescos yacimientos canadienses de bitumen natural, los yacimientos igualmente colosales de crudo extra pesado en la FPO disfrutan de “mayor permeabilidad, ligeramente mejor porosidad y saturación de aceite, ligeramente mayor compresibilidad de formación, mayor contenido promedio de gas, menor presencia de arcillas ... Aún después de corregir por todos los factores relevantes, la movilidad del aceite en los yacimientos venezolanos parece ser 2 a 3 veces mayor a la del bitumen natural en los yacimientos canadienses ... Los yacimientos individuales en Venezuela ... tienen potenciales de productividad que son de un par a diez veces mayores que los de Canadá”.<sup>357</sup>

Esta superioridad tiene muy importantes implicaciones económicas, desde luego, pero además se ve magnificada por otros factores, entre los cuales destaca el de las latitudes relativas a las cuales se encuentran la FPO y los yacimientos del oeste de Canadá. El clima frío contribuye decisivamente a las bajas temperaturas de reservorio en las formaciones someras del Canadá pero, además de esto, “los duros inviernos en Canadá castigan de otras formas a la producción: el crudo pesado se transporta en camiones y no por ducto, las vedas estacionales al tránsito restringen las actividades de desarrollo a la primavera, etc.”<sup>358</sup> En Vene-

---

355 DeGolyer and McNaughton, Report as of December 31, 1997, on Reserves of Certain Properties in the Cerro Negro Region of the Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela, 1997: D-15; cursivas nuestras. Un pasaje idéntico se encuentra en el reporte ya citado de esta misma compañía sobre las reservas en el área de Zuata (DeGolyer and McNaughton, Report as of April 30, 1997, on Reserves of Certain Properties in the Zuata Region...: D-14).

356 Dusseault, op. cit.: 13.

357 Ibid.: 14.

358 Ibid.: 15.

zuela ninguno de estos factores aplica. Por si esto fuera poco, los costos de mano de obra y muchas materias primas son bastante más bajos en Venezuela que en Canadá, amén de que los yacimientos canadienses se encuentran a distancias mucho mayores de la civilización, lo cual infla aún más los costos de construcción y mano de obra.

Tomados en su conjunto, los factores delineados arriba se traducen en diferencias muy significativas entre los costos de extraer crudo extra pesado de la FPO y bitumen natural de los yacimientos del oeste de Canadá. En vista de esto, es natural asumir que las actividades de producción en el Orinoco no solamente deben ser más rentables que en Alberta y Saskatchewan, sino que además darán lugar a mayores obligaciones fiscales. **En la práctica, este supuesto se cumple, pero siempre y cuando el crudo del Orinoco en cuestión no se destine a la producción de Orimulsión.** Las actividades de Orimulsión constituyen una excepción a esta regla porque el precio del producto –artificial y catastróficamente bajo– contrarresta todas las ventajas económicas que ofrece la producción de crudo extra pesado en Venezuela.

### **La reclasificación de reservas de Bitor y la reputación científica de la industria petrolera venezolana**

La evidencia presentada en los apartados anteriores demuestra que es insostenible la pretensión de que Bitor producía Orimulsión a partir de bitumen natural proveniente de la FPO. Si se parte del supuesto que la caracterización de los hidrocarburos de la FPO debe hacerse conforme a las directivas de clasificación del Grupo de Estudio de los Congresos Mundiales del Petróleo, resulta obvio que, hasta el cese de sus operaciones en 2006, **Bitor jamás produjo ni un solo barril de bitumen natural.** Como se ha repetido incesantemente, el criterio que **todavía** debe cumplir **sin excepción** un hidrocarburo cualquiera para ser considerado como un bitumen natural es exhibir una viscosidad dinámica mayor a 10,000 mPa.s, medida a la temperatura original en el yacimiento y a presión atmosférica, libre de gas. Y, de acuerdo a cifras divulgadas por Briceño, Rodulfo y Suárez en la Séptima Conferencia Internacional sobre Crudo Pesado y Arenas Bituminosas de UNITAR, la viscosidad dinámica a temperatura de yacimiento de los hidrocarburos líquidos extraídos por Bitor de los bloques O-16 y J-20

era de 5,500 mPa.s, cifra que ni remotamente se acerca a este umbral crítico.<sup>359</sup> Es decir, dichos hidrocarburos siempre cumplieron con la definición de petróleo crudo que puede encontrarse en el *PODE*; a saber, un “producto oleoso formado por una mezcla de hidrocarburos y en ocasiones combinado químicamente con azufre, nitrógeno, oxígeno y algunos elementos metálicos, *extraído en forma líquida del subsuelo*, y que no ha sido sometido a tratamiento térmico alguno excepto aquéllos que pudieron haber sido necesarios para facilitar su extracción del yacimiento original o para reducir su contenido agua, sales minerales disueltas y gases asociados”.<sup>360</sup>

Ahora bien, hay quienes dicen que inclusive este umbral de 5,500 mPa.s. es demasiado alto, y que por lo tanto habría que ajustarlo hacia abajo. Entre ellos se encuentra Aníbal Martínez, para quien “la experiencia ganada en explotar el bitumen natural de la Faja del Orinoco desde la última década del siglo 20 tiende a indicar que el criterio de 7,000 milipascales segundo podría ser más conveniente para la caracterización [del bitumen natural] y más en línea con las condiciones operacionales en campo”.<sup>361</sup> La conveniencia o no de dicho criterio seguramente se discutirá con más amplitud en círculos científicos en los años por venir, pero independientemente de cuál sea la decisión que se tome al respecto, las cifras divulgadas por el propio personal de Bitor bastan para constatar que los hidrocarburos producidos por dicha compañía a lo largo de su historia seguirían sin calificar como bitúmenes naturales, aún si se les aplicara esta definición más relajada.

Está claro, entonces, que **la manera en que los promotores y defensores de la Orimulsión abordaron la cuestión de la definición de bitumen natural fue guiada puramente por criterios casuísticos de utilidad, que dicha definición carecía de rigor científico alguno y que el bitumen natural que supuestamente produjo Bitor solamente existió en el papel.** A primera vista, esta aseveración es muy

---

359 Marcos Briceño, Fernando Rodulfo y Suni Suárez, “Orinoco Belt, Cerro Negro Area: Horizontal Well Evaluation”, Actas de la Séptima Conferencia Internacional sobre Crudo Pesado y Arenas Bituminosas de UNITAR (UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands), Octubre 27-30, 1998, Beijing, China, 1998-176: 4.

360 Cursivas nuestras.

361 Aníbal Martínez, “The Classification of Hydrocarbons”, World Petroleum Congress Yearbook 2001, London, World Petroleum Congress, 2001: 133.

difícil de reconciliar con la considerable reputación que, especialmente desde la fundación del Intevep, han gozado a nivel internacional la investigación y desarrollo venezolanos en materia petrolera.<sup>362</sup> Pero la verdad es que de ninguna manera constituye una impugnación general de las cuantiosas y valiosas aportaciones científicas venezolanas en materia de producción, tratamiento, manejo, transporte y refinación de crudos pesados y extra pesados, ni siquiera de aquéllas que, de manera accidental, desembocaron en el nacimiento de la Orimulsión. Más bien, constituye una afirmación de que **la vieja PDVSA nunca dudó en poner en entredicho la elevada reputación de los científicos petroleros venezolanos cuando lo que estaba en juego era la consecución de las metas de su estrategia anti-nacional de maximización a ultranza de la producción.**

Como bien observan Vessuri y Canino, el Intevep jugó un papel nulo en la definición del lugar de la Orimulsión en la estrategia de PDVSA (en cuya formulación, desde luego, el Intevep tampoco participó): “hacia 1986 era obvio que Lagoven ... y no Intevep ... estaba liderando el proyecto, pues ya había montado una rama de comercialización y una rama de desarrollo del proceso para la manufactura de la emulsión, aunque según los técnicos de Intevep ... todavía quedaban muchos puntos oscuros ... Intevep había dejado de controlar el proyecto de desarrollo tecnológico y tenía poco control sobre el ritmo de desenvolvimiento del proyecto”.<sup>363</sup> Desafortunadamente (como demuestra el caso de Aníbal Martínez) tampoco se puede evitar concluir que no fueron pocos los científicos venezolanos –y sobre todo los afiliados al Intevep– que le hicieron el juego a la vieja PDVSA, de una forma que no puede tildarse más que de colusión en la propagación de una mentira institucional.

Para comprobar que éstas no son acusaciones sin fundamento, basta con examinar las definiciones utilizadas en las exposiciones de motivos de dos proyectos para producir Orimulsión que Bitor emprendiera en asociación con compañías privadas (el primero, que data de 1996, involucraba a Conoco, Statoil y un consorcio de inversionistas venezolanos llamado Jandis; el segundo, que data del 2001, involucraba a la China National Petroleum Company, CNPC). Estas exposiciones

---

362 Brossard, op. cit.: 176.

363 Vessuri y Canino, op. cit.: 198.

de motivos se redactaron porque ambas asociaciones requerían del aval del Congreso o Asamblea Nacional para proceder, conforme a lo estipulado en el artículo 5° de la Ley de Nacionalización de 1975.

En la sección de *considerandos* del acuerdo de asociación con Conoco *et al.*, Bitor afirmaba categóricamente que “en la Faja del Orinoco [nótese la omisión del epíteto “Petrolífera”] se encuentran cuantiosas reservas probadas de bitúmenes naturales, las cuales pueden ser aprovechadas económicamente, de forma inmediata; mediante su utilización en Orimulsión”.<sup>364</sup> Es digno de resaltarse que las reservas de bitumen natural a las cuales hacía referencia Bitor tenían apenas medio año de haber sido reclasificadas como tales (amén de que eran las únicas reservas consideradas como bitumen en toda la FPO). Bitor informó al Congreso que deseaba concretar un “Convenio de Asociación con entes privados para la Producción y Emulsificación de Bitúmenes”, ante “la necesidad de atender la demanda de Orimulsión que se perfila[ba] para los próximos años”.<sup>365</sup> De manera por demás inverosímil, Bitor indicó al Congreso que “en el Convenio de Asociación a ser celebrado, deberán establecerse los parámetros de definición de bitumen natural”.<sup>366</sup> En otras palabras, **Bitor pidió la autorización del Congreso para un convenio de asociación que supuestamente explotaría ciertas reservas de bitumen natural, al tiempo que afirmaba que las partes involucradas en la asociación se reservaban la prerrogativa de decidir, a su entera discreción y en una fecha posterior, qué era lo que se entendería por el término bitumen natural.** Y por si esto no fuera suficientemente laxo, la primera cláusula del acuerdo aprobado por el Congreso autorizaba a la asociación a “llevar a cabo la explotación de campos de bitumen natural y sus fluidos asociados”.<sup>367</sup>

Esta autorización, desde luego, es el equivalente de que la asociación solicitara un cheque en blanco del Congreso para que se le permitiera producir cualesquiera hidrocarburos líquidos que se encontraran en el área asignada, y llamar a éstos bitumen natural, por simple conveniencia (entre otras cosas, para no incurrir impuesto sobre la renta

364 “Acuerdo de asociación para el desarrollo de Orimulsión entre Bitor, Conoco...”, proemio.

365 Ibid.

366 Ibid.: cláusula 13.

367 Ibid.: cursivas nuestras.

a la tasa petrolera y disfrutar de una regalía preferencial), sin importar cuáles fueran las características físicas reales y el valor económico de estos hidrocarburos. Y que el Congreso/Asamblea Nacional haya estado dispuesto a extender este cheque en blanco a favor de Bitor, desde luego, es un buen indicador de la bancarrota del sistema político de la IV República, así como de su indefensión (y al mismo tiempo, complicidad) ante las iniciativas mediante las cuales la vieja PDVSA pretendía reducir al máximo la retribución patrimonial pagadera al estado venezolano a cambio del acceso a los recursos de hidrocarburos del país. En el acuerdo de asociación de 2001 (el cual era el sustento legal del acuerdo de asociación Sinovensa) pueden encontrarse cláusulas idénticas a las señaladas arriba.<sup>368</sup>

### Un antecedente muy revelador: la disputa de los condensados

El cínico oportunismo que se transparenta en el criterio de definición propuesto por Bitor en el acuerdo con CNPC resta cualquier credibilidad remanente a la aseveración de los defensores y promotores de la Orimulsión de que la clasificación de los hidrocarburos utilizados en la producción de ésta se hizo siempre con estricto apego a normas y definiciones internacionalmente aceptadas. Ahora bien, no puede dejar de causar cierta perplejidad que, especialmente fuera de Venezuela, se siguieran tomando en serio los alardes de rigor científico por parte del tren ejecutivo de Bitor (y, por extensión, del de PDVSA). Después de todo, **para principios de la década de los años noventa, el tren ejecutivo de la vieja PDVSA ya había dado amplia muestra de su disposición a ignorar o manipular con total descaro ciertos principios de clasificación internacionalmente aceptados, en aras de la consecución de los objetivos de maximización de producción de la compañía. El mejor ejemplo de ello lo constituye la así llamada Disputa de los Condensados.**

Los orígenes de esta disputa se remontan al año 1982, cuando la OPEP adoptó el mecanismo de cuotas de producción, en un momento de gran debilidad tanto para el mercado petrolero internacional (a

---

368 “Acuerdo de asociación para el desarrollo de Orimulsión entre Bitor y China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation”, Gaceta Oficial, no. 321.804 (Diciembre 17, 2001).

causa de la contracción de la demanda mundial de crudo) como para la OPEP misma (a causa de las secuelas de la revolución iraní, y muy especialmente de la guerra entre Irán e Irak). Como parte de este mecanismo, los países miembros de la OPEP acordaron que su producción de condensados no se consideraría como parte de sus respectivas cuotas de producción de petróleo crudo, ya que los condensados eran líquidos “recuperados de una corriente de *gas natural*, ya sea asociado o no asociado”, y la OPEP no pretendía tener ninguna injerencia sobre la producción de gas natural de los países miembros.<sup>369</sup> Por ello, la OPEP siempre se ha cuidado de destacar que “el condensado no debe ser confundido con el petróleo crudo. En principio, la distinción es muy clara: el condensado ... es un gas que ... se ‘precipita’ de la corriente de gas natural en el separador. Por más que el líquido final sea químicamente similar a un petróleo crudo ligero, *se diferencia por su origen, composición y características*”.<sup>370</sup>

Ahora bien, la vieja PDVSA siempre vio al sistema de cuotas de la OPEP, desde su inepción misma, como parte de una conspiración montada por el bloque árabe dentro de la OPEP para despojar a Venezuela de una parte de su legítima cuota de mercado. En aquellos días (y a diferencia de lo que ocurrió a finales de la década de los años noventa), el tren ejecutivo de PDVSA no estaba en posición de desafiar abiertamente los compromisos asumidos por el gobierno venezolano en materia de producción de crudo. Pero lo que la dirigencia de la compañía sí podía hacer era intentar sustraer un volumen significativo de crudo ligero venezolano del sistema de cuotas, sobre la base de una definición irrisoriamente laxa y oportunista de lo que constituía un condensado. A tal efecto, y también en 1982, Venezuela (a instancias de PDVSA) comenzó a reportar su producción de condensados a la OPEP conforme a una definición contenida en un acuerdo interministerial de ese mismo año, el cual versaba sobre los valores mínimos de exportación de los hidrocarburos venezolanos para efectos del cálculo de obligaciones de impuesto sobre la renta (es decir, dicha definición no tenía nada que ver con la regulación de la producción *per se*). Según dicha definición, cualquier hidrocarburo líquido que tuviera una

369 Report of Member Countries’ Experts on the Definition of Certain Technical Terms to the 83rd Meeting of the Conference. Vienna, 2–9 June, 1988: 8; cursivas nuestras.

370 Report of Member Countries’ Experts..., 8: cursivas nuestras.

gravedad API superior a 40.2° a temperatura y presión ambientales, y que estuviera presente en fase gaseosa en un yacimiento (cosa imposible de comprobar para un observador externo), sería considerado como un condensado y, por lo tanto, al margen de la cuota OPEP del país.<sup>371</sup>

La característica principal de los condensados es que efectivamente son hidrocarburos ligeros que se encuentran en estado gaseoso en un yacimiento, y que se convierten en líquidos a presión y temperatura ambientales (a través de un proceso conocido como condensación retrógrada). Sin embargo, si bien la definición de PDVSA incorporaba este requisito fundamental, distaba de ser satisfactoria porque ignoraba que dicho requisito no define exhaustivamente a un condensado, ya que en el mundo existen numerosos yacimientos de crudo ligero cuya temperatura es apenas inferior al límite crítico por encima del cual no pueden coexistir simultáneamente hidrocarburos en fase líquida y fase gaseosa (se dice que los hidrocarburos en estos yacimientos, a menudo llamados aceites volátiles, se encuentran en fase densa). Debido justamente a la existencia de crudos ligeros en fase densa, por no hablar de la dificultades inherentes para que un observador externo constate que un hidrocarburo efectivamente está presente en fase gaseosa en un yacimiento, en la industria petrolera se utilizan una serie de parámetros adicionales que un hidrocarburo tiene que cumplir para que pueda considerársele como un verdadero condensado de campo<sup>372</sup>; a saber:

---

371 Gaceta Oficial, 20 de enero de 1982 (n° 33, 142). En esta definición se estipulaba que los condensados eran aquellos hidrocarburos que existían en fase gaseosa en condiciones originales en los reservorios, pero que eran líquidos en condiciones estándar de temperatura y presión, y tenían una gravedad de más de 40.2° API. Esta definición, que está totalmente fuera de sintonía con la práctica internacional, sustituyó a una definición previa publicada en la Gaceta Oficial el día 3 de marzo de 1971 (n° 29457), que estipulaba que los condensados eran aquellos hidrocarburos que existían en fase gaseosa en condiciones originales en los reservorios, pero que eran líquidos en condiciones estándar de temperatura y presión, y tenían una gravedad de más de 40.9° API. La definición de 1971 también se podía encontrar en una resolución interministerial acerca de los valores mínimos de exportación para hidrocarburos venezolanos.

372 Los condensados de campo son aquellos líquidos recuperados del gas natural en separadores de gas y líquidos o en otras instalaciones existentes sobre el yacimiento, procedentes de pozos de gas asociado o no asociado. Los condensados de planta son aquellos líquidos recuperados del gas natural en unidades de compresión y tratamiento de gas natural asociado.

- Gravedad API: 45° como mínimo;<sup>373</sup>
- Razón gas/aceite del yacimiento (GOR): > 4,000 pies cúbicos/barril
- Porcentaje C<sup>1</sup> en masa (moles)<sup>374</sup>: 70–85%
- Porcentaje C<sup>7+</sup> en masa (moles): <12,5%
- Color: paja o incoloros

No es ninguna coincidencia que, **a partir de 1982, de los hidrocarburos que –según PDVSA– conformaban la producción venezolana de condensados de campo, la gran mayoría (75% o más) satisfacía, en el mejor de los casos, solamente uno de estos requisitos** (y ni siquiera siempre el mismo). Tampoco es coincidencia que, **a raíz de la adopción de la definición de condensado de PDVSA, la producción venezolana de estos hidrocarburos comenzó a crecer notablemente, pasando de 17 MBD en 1982 a 160 MBD en 1987**. PDVSA preveía que dicho crecimiento se aceleraría aún más tras los grandes descubrimientos de yacimientos de crudos ligeros ocurridos en las postrimerías de la década de los años ochenta (la meta de producción de condensados para 1988, por ejemplo, era de 190 MBD).

A la postre, la debilidad del mercado petrolero puso fin a la charada de PDVSA en torno a los condensados. En 1988, con el precio internacional del crudo nuevamente en franco declive, Arabia Saudita y Kuwait denunciaron que el crecimiento en la producción venezolana de “condensados” constituía una violación de la cuota OPEP del país, ya que estos hidrocarburos en realidad eran crudos ligeros. En la reunión de expertos convocada para examinar este problema, todos los demás países miembros de la OPEP externaron su preocupación

---

373 Hay algunos condensados anómalos que tienen gravedades API menores a ésta, principalmente debido a la presencia en ellos de cicloalcanos cristalinos sumamente densos (gravedad API menor a 10°), llamados diamantoides. En un pozo, los diamantoides no se condensan en un líquido sino que se subliman – es decir, pasan directamente de un estado gaseoso a un estado sólido – en una especie de talco que puede tapar tuberías y equipo de producción, si bien es muy fácil de disolver (Hunt, op. cit.: 441–2).

374 El mol es la unidad de cantidad de materia del Sistema Internacional. Es la cantidad de materia de un sistema que contiene tantas entidades elementales hay como átomos hay en 0.012 kilogramos de carbono 12. Las entidades elementales se deben especificar, y pueden ser átomos, moléculas, electrones u otras partículas, etc.

de que “la definición propuesta por Venezuela permitiría la inclusión de algunos crudos ligeros como condensados; y por lo tanto podría complicar y hacer aún más nebulosos los criterios con los cuales la OPEP puede cuantificar y auditar ... la producción de condensados de sus Países Miembros ... Adicionalmente, la definición propuesta ... difiere de todas las definiciones internacionalmente aceptadas ... especialmente en lo que se refiere a la fase gaseosa bajo condiciones de reservorio, y la omisión de cualquier criterio relacionado con las características del reservorio y la composición del yacimiento”.<sup>375</sup> Arturo Hernández Grisanti, a la sazón ministro de Energía y Minas, declaró que la definición venezolana de lo que constituía un condensado se venía utilizando desde hacía mucho tiempo, y que Venezuela no la cambiaría en respuesta a presiones injustificadas por parte de los países del Golfo Pérsico.<sup>376</sup> En respuesta, Arabia Saudita y Kuwait amenazaron con aplicar la definición venezolana de condensados a su propia producción de hidrocarburos, lo cual hubiera traído consigo la sustracción de cuando menos 1.3 MMBD de crudo ligero de los acuerdos de cuotas OPEP (y seguramente habría provocado que otros productores de crudo ligero tomaran medidas similares). Huelga decir que esto hubiera desembocado en una repetición del colapso de precios del año 1986. Dado que el gobierno venezolano de aquél entonces conservaba una vívida memoria de lo que la crisis de precios de 1986

---

375 Report of Member Countries' Experts ...: 9.

376 Esta afirmación era cierta, pero la definición de 1971 a la que se refería Hernández Grisanti también era altamente cuestionable desde un punto de vista técnico, aún cuando fue redactada en un momento en el cual no existían dudas acerca de la capacidad técnica del personal del Ministerio ni tampoco había ningún tipo de presión por parte ya fuera de la empresa petrolera nacional (la Corporación Venezolana del Petróleo, CVP) o de empresas internacionales para definir los condensados de una forma en particular. ¿Cómo se puede explicar su contenido, entonces? Una explicación razonable parecería ser que, por un error de imprenta, la cifra de 49.0° API (que hubiera estado en línea con la práctica internacional) se trastocó en 40.9° API. En ese momento, nadie puso demasiada atención a este error aparentemente menor, máxime que la definición se encontraba en un olvidado acuerdo interministerial que, en principio, no tenía absolutamente nada que ver con cuestiones de regulación de producción. Años después, haciendo gala de una gran meticulosidad y con derroche de mala fe, PDVSA y sus asesores resucitaron este artículo para aprovechar su contenido en su afán de subvertir el régimen regulatorio de la industria petrolera venezolana.

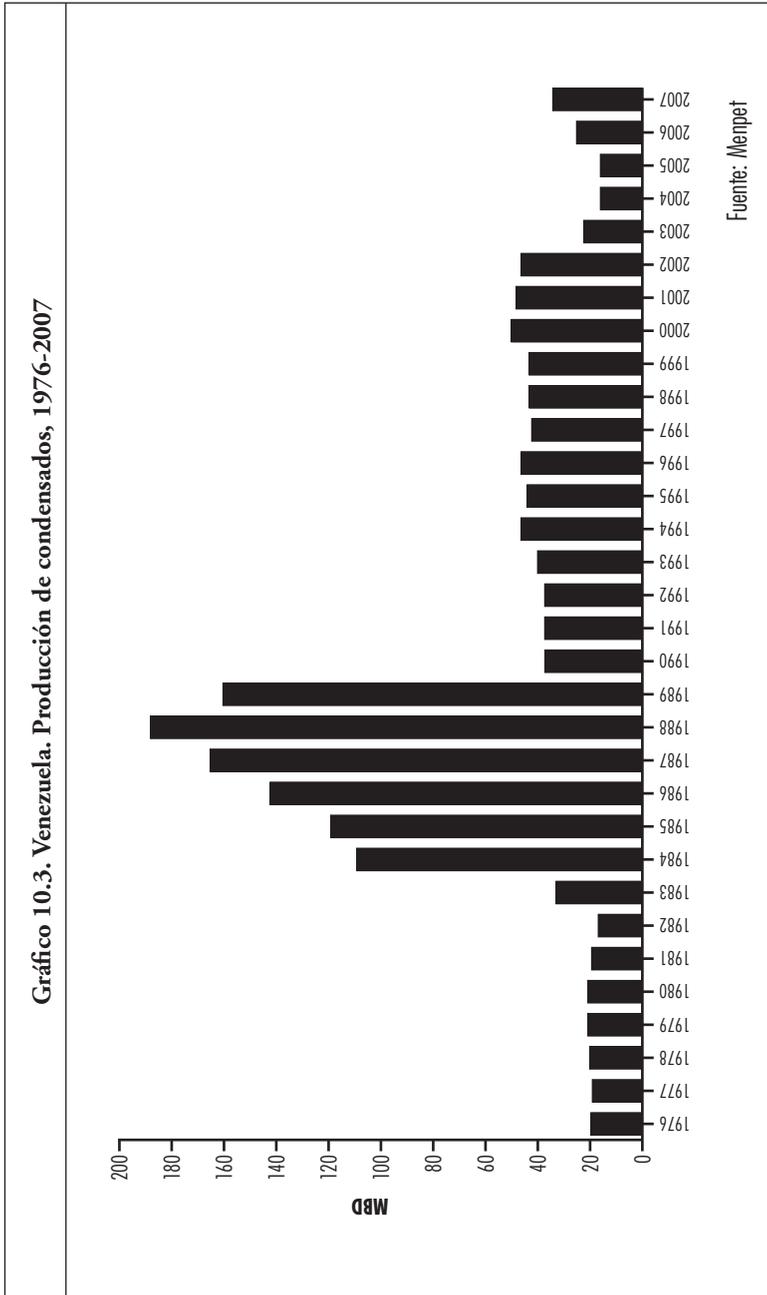
había representado para las finanzas públicas venezolanas, decidió no forzar la mano de Arabia Saudita y Kuwait. Estos dos países, por su parte, dieron una salida más o menos decorosa al gobierno venezolano en la forma de un acuerdo (denunciado como escandaloso por PDVSA, desde luego) por virtud del cual **la OPEP adoptó una definición más estricta de lo que constituía un condensado de campo.**<sup>377</sup> **Y a raíz de este nuevo acuerdo, la producción venezolana de “condensados”, se contrajo tan súbitamente como antes se había expandido** (Gráfico G10.3).

### **El objetivo último del juego de PDVSA con las definiciones: la destrucción del sistema de cuotas OPEP**

Aún en los momentos más álgidos de su poderío, **el tren ejecutivo de la vieja PDVSA siempre aceptó que, por más que su política de producir crudo a ultranza pudiera despedazar a la OPEP, el que Venezuela se retirara formalmente de la organización no sería una propuesta que podrían imponer a los líderes políticos de la IV República, no obstante la debilidad crónica de éstos.** Sin embargo, **el tren ejecutivo de PDVSA ideó una forma para hacer que Venezuela se retirase poco a poco de la OPEP, pero con menos ruido y consecuencias políticas y, por lo tanto, mejores probabilidades de éxito.** Para que esto sucediera, sin embargo, **era necesario que el crudo de la FPO de alguna forma fuera excluido de la cuota de producción de Venezuela. Así, en la medida que la producción de este tipo de crudo creciera en el tiempo** (y a principios de la década de los años novecientos noventa existía plena consciencia de que los crudos extra pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco inevitablemente serían responsables de una buena parte de la producción venezolana de crudo, en un futuro no muy lejano), **una proporción cada vez menor –y en última instancia irrelevante– de la producción venezolana de crudo estaría involucrada en el sistema de cuotas OPEP.**

---

377 OPEC Resolution No. LXXXIV.286, 28 de noviembre de 1988. De acuerdo a la nueva definición, un condensado en principio debe tener una gravedad API mayor a 45° (aunque puede ser menor), y cuando menos 90 por ciento de sus fracciones deben tener una temperatura de ebullición menor a 650° F (343°C) y el porcentaje en masa medida en moles de su fracción de C7+ no puede ser superior a 8 por ciento.



**La Orimulsión era el pilar central de los cimientos de la política que persiguió PDVSA para alcanzar este objetivo.** Como ya se ha dicho hasta el cansancio, PDVSA aseguraba que este nuevo combustible se preparaba emulsificando bitumen natural en agua. Aunque esta afirmación nunca fue otra cosa que una patraña, la gran similitud a nivel de viscosidades, densidades, contenido de azufre y composiciones químicas de los crudos del Orinoco en la Orimulsión (esencialmente idénticos a los contenidos en segregaciones comerciales como el Merey o los procesados hoy en día en las cuatro plantas de mejoramiento en Jose), por un lado, y los bitúmenes naturales genuinos de las arenas petrolíferas de Alberta, por el otro, dio credibilidad a la falsa afirmación de PDVSA de que los primeros también eran bitúmenes naturales.

Ahora bien, **dado que los bitúmenes naturales son considerados universalmente como hidrocarburos no convencionales, PDVSA argumentó por analogía que esta designación también se debía aplicar a los crudos extra pesados de la FPO, particularmente dado que estos últimos no satisfacían la definición de petróleo crudo que la OPEP viniera utilizando *informalmente* desde 1983** (la Conferencia de la OPEP nunca ha adoptado formalmente una definición de petróleo crudo, solamente de condensado, pero desde ese año, su *Anuario Estadístico* incorporó una formulación copiada del Instituto Americano del Petróleo, **según la cual el crudo se dice que es un líquido tanto debajo como arriba de la superficie, en condiciones estándar de temperatura y presión**).<sup>378</sup>

**El fraude de la Orimulsión sirvió para establecer el precedente** importantísimo en términos de los objetivos anti-OPEP de largo plazo del tren ejecutivo de PDVSA; a saber, **que la producción de petróleo no convencional no está sujeta a cuota.** La aceptación tácita de la Orimulsión en el momento de su gestación por parte de la OPEP sin duda se debió en parte a que los volúmenes involucrados inicialmente eran marginales, pero también debió mucho a la aversión casi patológica de la OPEP de tener discusiones políticas desagradables en su seno.

---

378 Dicha definición rezaba de la siguiente manera: “una mezcla de hidrocarburos que existen en fase líquida en reservorios naturales en el subsuelo, y se mantiene líquida a presión atmosférica después de pasar a través de instalaciones de separación en la superficie” (OPEC Annual Statistical Bulletin 2007. Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), Viena, 2007: 126).

Desafortunadamente, esta “decisión a través de una no-decisión” de la OPEP permitió a PDVSA clavar una cuña en el corazón del sistema de cuotas. **La idea era que esta brecha se ampliaría inexorablemente en la medida que los proyectos de mejoramiento en la FPO comenzaran sus operaciones. Sin embargo, dado que los volúmenes provenientes de estos proyectos tendrían un impacto nada despreciable sobre el precio del crudo, PDVSA naturalmente no quería dejar a la OPEP la decisión respecto a si estarían o no cubiertos por el sistema de cuotas.** Sería preferible si se pudiera confiar en alguien para reportar la producción de Venezuela “correctamente” a la OPEP (es decir, la producción de ‘crudo convencional’ sujeta a cuota). **Por ello, a sugerencia de Venezuela, en la 101ª reunión de la conferencia de la OPEP (celebrada en noviembre de 1996), se decidió que, de allí en adelante, la producción de crudo de los países miembros para propósitos de evaluar el cumplimiento con sus respectivas cuotas se determinaría sobre la base de estimados de producción publicados por seis fuentes secundarias;** a saber: Cambridge Energy Research Associates (CERA), Centre for Global Energy Studies (CGES), la Agencia de Información de Energía del Departamento de Energía de Estados Unidos (EIA), la Agencia Internacional de Energía (IEA), Petroleum Intelligence Weekly (PIW) y Platt’s.

Este mecanismo indirecto supuestamente buscaba remediar la situación de que ciertos países miembros producían crudo muy en exceso de sus cuotas asignadas, pero luego comunicaban al secretariado de la OPEP cifras de producción que no reflejaban esta violación de cuota. Ahora bien, cuando se introdujo este mecanismo, el miembro de la OPEP que estaba excediendo su cuota de producción de la forma más descarada era Venezuela y, después de noviembre de 1996, Venezuela no demostró inclinación alguna de reducir su producción de crudo para colaborar con otros países en la estabilización de los precios. Dado el tenor de la política de producción venezolana en aquel momento, puede parecer un poco sorprendente que fueran precisamente representantes de Venezuela quienes propusieron la idea de utilizar estimados de producción extraídos de fuentes secundarias como una forma alternativa de monitoreo de la producción. Por si esto fuera poco, Venezuela también fue instrumental en la nominación y selección de las seis fuentes secundarias mencionadas arriba. Estos hechos plantean una pregunta obvia. ¿Por qué impulsaría Venezuela este mecanismo de

supervisión, cuando el comportamiento del país estaba contribuyendo de manera importante a la inestabilidad del mercado, entre otras cosas paralizando la capacidad de la OPEP de restringir suministros? Pues, antes que nada, porque **las fuentes secundarias que la OPEP eligió en 1996 (a instancias de Venezuela) creen todas, como cuestión de dogma, que “no convencional” es un sinónimo de “no sujeto a cuota”, aún cuando la Conferencia de la OPEP jamás se haya pronunciado en una u otra dirección a este respecto.**

Este mecanismo es muy revelador del marasmo en el cual se encontraba la OPEP a finales de la década de los años novecientos noventas. Después de todo, desde 1986 la OPEP ha contado con solamente una palanca política para perseguir sus objetivos (el sistema de cuotas), y este mecanismo era equivalente a abandonar dicha palanca en manos de organizaciones cuyas opiniones acerca de la OPEP y su entorno iban desde las irreducible e institucionalmente hostiles (EIA, IEA), a las casi-pero-no-exactamente neutrales (Platt's), pasando por las despreciativas rayanas en el desdén (CERA, CGES y PIW). Es por ello que la idea que el cumplimiento de cuotas se midiera a partir de estimados de fuentes secundarias era un elemento importante en la estrategia de largo plazo concebida por el tren ejecutivo de PDVSA (con la colaboración entusiasta de grandes compañías petroleras internacionales, e instituciones supranacionales), la cual apuntaba a retirar a Venezuela de la OPEP, si bien *de facto* más que *de jure*.

Podría pensarse que la llegada al poder del Presidente Chávez marcó el fin del plan de PDVSA de minar a la OPEP desde adentro. Después de todo, al poco tiempo de haber asumido el poder, el Presidente Chávez logró reducir la producción venezolana de manera efectiva, y perdió muy poco tiempo en despedir a Luis Giusti de la presidencia de PDVSA, con lo cual el dedo invisible de este último definitivamente dejó de marcar la pauta para la política de producción de crudo del país. Además, la capacidad de los gerentes de la vieja PDVSA de montar un contra-ataque versus la OPEP sufrió un golpe fatal después de que todos ellos abandonaran la compañía tras su fracaso —en dos ocasiones distintas!— de derrocar al gobierno en el año 2002. Sin embargo, la estrategia de utilizar a las fuentes secundarias para subvertir el sistema de cuotas sobrevivió a la defunción como fuerza política de sus promotores venezolanos. Esta supervivencia se debió en parte a un ambiente político crónicamente volátil en Venezuela,

pero también al hecho de que un buen número de funcionarios influyentes del gobierno bolivariano eran (y algunos continúan siendo) admiradores entusiastas del negocio de Orimulsión y, por extensión, del contenido y carácter anti-OPEP de éste.

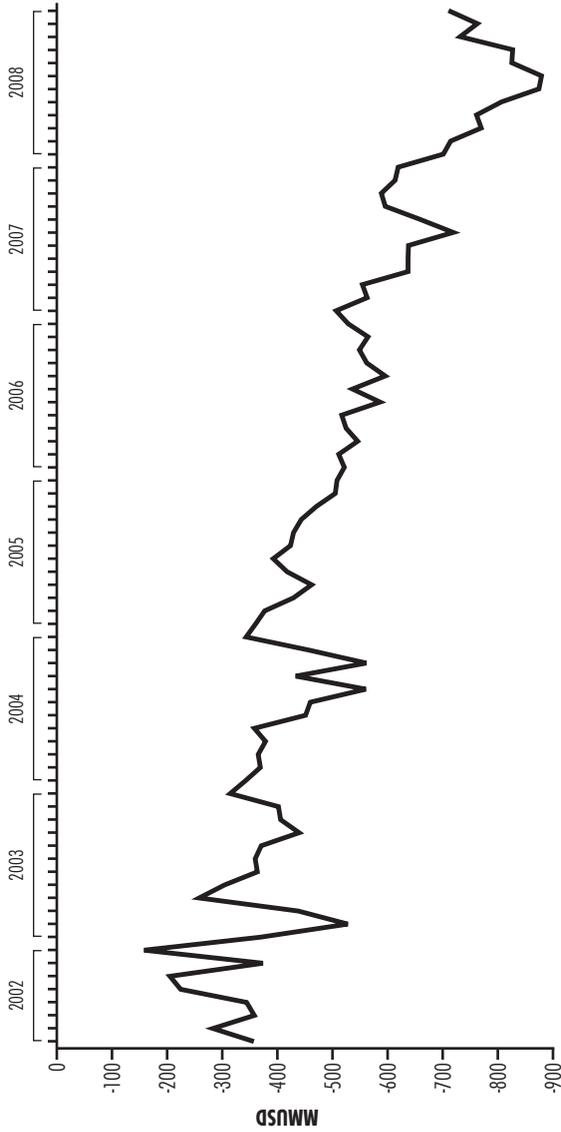
Del mismo modo en que se pueden detectar en un televisor común y corriente ecos de la explosión que dio lugar al Universo, **las huellas del intento frustrado de la vieja PDVSA de herir de muerte a la OPEP se pueden ver al comparar las cifras oficiales de producción de crudo publicadas por el gobierno venezolano, por un lado, con los estimados de producción de las fuentes secundarias utilizadas por la OPEP, por el otro.** Como se puede apreciar en el Gráfico G10.4, a partir de mediados del año 2002, las cifras de producción de Venezuela de pronto comenzaron a aparecer como inferiores a los estimados de producción de las fuentes secundarias (algo exactamente opuesto a lo que había venido sucediendo hasta entonces). Desde ese punto en adelante, la brecha entre las cifras de Venezuela y las de las fuentes secundarias ha seguido ensanchándose. **De forma por demás reveladora, siempre ha habido una correspondencia muy cercana entre las variaciones mensuales en esta brecha, por un lado, con la producción mensual de crudo extra pesado del Orinoco, por el otro. Para finales del año 2008, la brecha entre las cifras de las fuentes secundarias y las de Venezuela era de aproximadamente 750 MBD, un número tan grande que se podía descartar de entrada la hipótesis de que la fuente de la divergencia fuera un error estadístico.**

Explicar el origen de estas divergencias no es particularmente difícil. En el año 2001, hablando sobre el progreso de los negocios de mejoramiento en Venezuela (y con un ojo puesto en los nefastos precedentes que sentó la Orimulsión), la AIE tuvo a bien recordar al mercado en general que “[existía] cierta incertidumbre respecto a si el crudo extra pesado de Venezuela sería contado como ‘crudo’, sujeto a las cuotas de la OPEP, o tratado como ‘bitumen’, fuera del régimen actual de la OPEP”.<sup>379</sup> Esta supuesta incertidumbre no fue obstáculo para que, una vez que la producción de crudo mejorado en el Orinoco hubiera comenzado en serio, la AIE procediera (en julio de 2002) a cambiar de manera unilateral “de una clasificación que reportaba la

---

379 Oil Market Report, 11 de mayo 2001: 16.

**Gráfico 10.4. Diferencia entre la producción de crudo de Venezuela estimada por la Agencia Internacional de Energía y cifras oficiales venezolanas, 2002-2008**



Fuentes: AIE, Menpet

producción venezolana de crudo pesado como petróleo crudo, a una en la cual la producción venezolana de crudo sintético se contaba en la categoría de líquidos del gas natural y no convencionales de la OPEP”, con el argumento de que dicho cambio era consistente con un buen “número de declaraciones que sugieren que la producción de crudo pesado y/o crudo sintético no se tomaba en cuenta como parte de la cuota de producción de Venezuela en la OPEP”.<sup>380</sup> Como resultado de este movimiento, y al tiempo que mantenía la oferta mundial de crudo constante, la IEA de un plumazo redujo sus estimados de producción para Venezuela en 300 MBD (y de paso ajustó retroactivamente sus series de tiempo a 2001).<sup>381</sup> Incidentalmente, las otras cinco fuentes secundarias siguieron el ejemplo de la IEA en excluir estos crudos de sus propios estimados de producción para Venezuela, seguramente motivadas por un deseo altruista y desinteresado (similar al de la AIE), de acabar con el flagelo de la incertidumbre en el mercado petrolero.

Como se puede ver, la adopción de estos cambios contables por parte de la AIE precedió por un intervalo muy breve al Sabotaje Petrolero. Durante el período de recuperación después del Paro, por razones obvias, Venezuela no estuvo en posición de cumplir con su cuota de producción de la OPEP. Para mayo de 2003, sin embargo, la producción total de crudo en Venezuela se había recobrado más o menos a los niveles anteriores a la huelga, gracias en buena medida a un incremento muy significativo en la producción de crudo extra pesado de la FPO, la cual compensó la declinación acelerada de la producción de otras áreas (en otras palabras, después del paro, la producción de crudo extra pesado de la FPO constituye una proporción mucho más alta de la producción total de Venezuela que antes del paro: para finales del 2008 representaba más de una cuarta parte del volumen total). Sin embargo, las fuentes secundarias persistieron en reportar que Venezuela continuaba produciendo por debajo de su cuota, aduciendo que la industria petrolera del país no se había recuperado del sabotaje (una situación por la cual, con gran entusiasmo, culpaban al gobierno de Chávez). Pero no se hacía ninguna mención de sus cambios contables o su efecto, como no fuera en notas de pie en las cuales se explicaba que el crudo mejorado no se consideraba

---

380 Oil Market Report, 14 de marzo 2006: 18.

381 Oil Market Report, 12 de julio 2002: 22.

dentro de lo que la AIE llamaba sus “cálculos de cumplimiento con los objetivos de producción de crudo”. Y no se prestaba ninguna atención a las quejas venezolanas que señalaban que el crudo extra pesado de la FPO estaba siendo excluido sin ninguna razón de dichos cálculos. Si la AIE alguna vez sentía la necesidad de responder a estas quejas, tendía a justificar su metodología recurriendo a los sofismas: “a la fecha, Venezuela ha excluido a las reservas de la FPO de sus reservas convencionales de crudo [nótese: reservas, no producción sujeta a cuota]. Ahora el gobierno está cabildeando para que dichas reservas se incluyan”.<sup>382</sup> Ante un enunciado como éste, un observador neutral como mínimo se hubiera preguntado qué cosa era lo que se debía incluir en dónde y por qué. ¿Los recursos de la FPO en las cifras de reservas venezolanas? ¿La producción de la FPO en los estimados de cuota? ¿Y a quién, a todo esto, estaba supuestamente cabildeando el gobierno soberano de Venezuela?

La AIE, desde luego, no tenía ni el menor interés de aclarar estas cuestiones, por lo que se contentaba con repetir hasta el cansancio que su reporte “clasifica[ba] a la producción de crudo sintético como no convencional y por lo tanto la exclu[ía] de los estimados mensuales de suministro de crudo venezolano”.<sup>383</sup> Vale la pena aclarar que, dado que el crudo mejorado es, estrictamente hablando, un producto refinado, su exclusión de los estimados de producción de crudo no solamente es entendible sino justificable. Sin embargo, no se puede decir lo mismo de la exclusión de las estadísticas de los volúmenes de crudo extra pesado a partir de los cuales se produce dicho crudo mejorado.

Ante la ofuscación de la AIE, en el año 2006 el ministro Rafael Ramírez visitó la sede de la agencia en persona para informar a su director que el gobierno venezolano sí consideraba a los crudos de la FPO como parte de la cuota de producción del país. Como respuesta a dicha visita, la AIE incrementó sus estimados de producción venezolana en marzo de 2006, pero solamente de forma temporal. Después de un par de meses, las cifras reportadas por la AIE y todas las demás fuentes secundarias habían vuelto a sus niveles previos, retomando una tendencia descendiente (que mantuvieron hasta el momento en que se escribió este trabajo), y con una pendiente aún más inclinada que

---

382 Oil Market Report, 10 de noviembre 2004: 18.

383 Oil Market Report, 10 de noviembre 2004: 18.

antes. Para hacer la situación aún más confusa, de allí en adelante, la AIE y otras fuentes secundarias han venido sosteniendo que el cuadro de declinación acelerada de la producción que pintan sus estimados incluye la producción de crudo extra pesado de la FPO.

Las fuentes secundarias atribuían la diferencia entre sus estimados de producción, por un lado, y las cifras oficiales venezolanas, por el otro, a una misión del gobierno, “motivada políticamente”, que supuestamente busca “lustrar la imagen empañada de la industria petrolera nacional ... y restaurar la posición de Venezuela en el seno de la OPEP”.<sup>384</sup> Esta explicación resultaba de gran conveniencia para los oponentes políticos de Hugo Chávez, los cuales constantemente citaban las absurdas cifras publicadas por la AIE y otras fuentes secundarias (y, paradójicamente, legitimadas por la OPEP misma, a través de su uso de estos estimados para propósitos de monitoreo de cuotas) como “prueba” de que la administración chavista había sido responsable de un colapso calamitoso en la producción venezolana de petróleo.<sup>385</sup>

---

384 Energy Compass, 13 de marzo 2009: 2.

385 La publicación de los estimados de producción de Venezuela por parte de la AIE usualmente iba acompañada por declaraciones como la siguiente, de José Toro Hardy, ex-director externo de PDVSA: “el Gobierno venezolano habla de una producción de 3,3 millones de barriles diarios, no obstante, la Agencia Internacional de Energía indica que la producción es de 2,3 millones de barriles diarios al cierre de agosto” (El Universal, 29 de octubre 2008). Por su parte, Ramón Espinasa (ex-economista en jefe de PDVSA) afirmaba que “según las cifras mensuales de la AIE la producción de PDVSA nunca se recupera después de la huelga a principios de 2003. Cae monótonamente hasta 1.85 Mbd en Junio de 2008. La producción ha caído desde mediados de 2003 a una tasa promedio anual de 4.7%” (Ramón Espinasa, Desempeño del Sector Petrolero 1997 –2007 y Primer Semestre 2008. Cifras Oficiales vs. Fuentes Internacionales y Estimados. Caracas, agosto 2008 (mimeo.): 9). No está de más señalar que, hasta el paro de 2002–3, PDVSA tenía lazos informales pero estrechos con las fuentes secundarias seleccionadas para el monitoreo de cuotas. Después del paro, estas fuentes secundarias mantuvieron sus vínculos fuertes con individuos pertenecientes al tren ejecutivo que infructuosamente intentó derrocar a Hugo Chávez. Por decir algo, tras su salida de PDVSA, Luis Giusti se desempeñó como asesor mayor del director y miembro del consejo del CGES, y también formó parte del consejo de la compañía Energy Intelligence Group, dueña de las publicaciones Petroleum Intelligence Weekly y Energy Compass.

**Para apreciar la mala fe implícita en estas acusaciones (y en los estimados de producción de las fuentes secundarias, de paso) basta con pensar que, de existir buena voluntad, habría resultado muy fácil, tanto para las fuentes secundarias como para los críticos del gobierno, llegar a estimados de producción más realistas.** Después de todo, el consumo doméstico de petróleo en Venezuela es una variable cuya magnitud es bastante conocida<sup>386</sup>, y la totalidad de las exportaciones de petróleo venezolano salen a través de solamente ocho terminales marítimos, y un barco FSO (*Floating Storage and Offloading*) localizado en mar abierto, en el campo Corocoro. **Por lo tanto, para obtener un estimado razonable de la producción venezolana de crudo, todo lo que se hubiera necesitado hacer era contabilizar las exportaciones venezolanas de petróleo –una tarea muy al alcance de las fuentes secundarias, dada su supuesta experiencia y habilidad para el rastreo de buques tanque– y agregar la cifra resultante a un estimado de consumo doméstico.**

De acuerdo a *Energy Compass* (publicación hermana de *PIW*, una de las seis fuentes secundarias de la OPEP), “el mundo [tenía] un problema con los datos petroleros de Venezuela. Caracas [quería] que todo mundo cre[yera] que produce más de 3 millones de barriles por día, cuando el estimado independiente más generoso considera[ba] que la producción [era] inferior a esta cifra en cuando menos 400,000 barriles día. Venezuela ... [estaba] en una misión para convencer a los compiladores clave de datos que sus problemas de producción no [eran] tan severos como [creían] fuentes externas”.<sup>387</sup> De hecho, si el mundo tenía un problema con un conjunto de datos, era con aquél de las fuentes secundarias. No era Caracas quien quería hacer creer a todo mundo que estaba produciendo 3 MMBD; más bien, eran las fuentes secundarias las que querían hacer creer a todo mundo que Venezuela no lo estaba haciendo. Y aunque Venezuela ciertamente

---

386 Paradójicamente, las cifras de consumo interno venezolano que maneja la AIE son significativamente más altas que las cifras oficiales (¡alrededor de 200 MBD!). A partir de dichas cifras, y los estimados de producción antes mencionados, Espinasa se dio el lujo concluir que la viabilidad misma de Venezuela como exportador está en entredicho: “sobre la base de las cifras estimadas, el consumo doméstico de hidrocarburos líquidos representa más de 40% de la producción de PDVSA” (op. cit: 15).

387 *Energy Compass*, 13 de Marzo 2009: 2.

nunca estuvo en una misión para convencer a nadie, y mucho menos a las fuentes secundarias, a finales de 2008 el MENPET decidió comisionar y publicar un sencillo ejercicio para demostrar de una vez por todas que las cifras de las fuentes secundarias eran absurdas. De esta forma, **el MENPET contrató los servicios de Inspectorate, una firma británica de abolengo que es una de las compañías líderes a nivel mundial en inspección y muestreo, para cuantificar de forma mensual las exportaciones totales y las exportaciones netas de petróleo de Venezuela** (exportaciones entendidas en un sentido estrictamente territorial: el petróleo se considera exportado cuando abandona territorio venezolano, ya sea que haya sido vendido o bien enviado a almacenamiento en el exterior). La contabilización se haría sobre la base de los conocimientos de embarque o certificados de descarga emitidos para cada cargamento, provistos a Inspectorate por el Servicio Autónomo de Metrología de Hidrocarburos (SAMH) del Ministerio del Poder Popular de la Energía y Petróleo.<sup>388</sup>

Los resultados del ejercicio descrito arriba desacreditaron a las cifras de las fuentes secundarias porque **se demostró que las exportaciones netas mensuales de petróleo de Venezuela (que incluían pequeños volúmenes de gas LP y gasolinas naturales obtenidas a partir de condensados y líquidos del gas, respectivamente) excedían, por un margen muy significativo, a la producción total de crudo publicada por dichas fuentes.**<sup>389</sup> La única manera posible de reconciliar las exportaciones netas certificadas con los estimados de las fuentes secundarias era recurrir a múltiples hipótesis demenciales: un consumo doméstico venezolano infinitesimal (que hubiera supuesto a su vez que el parque automotor venezolano opera a base de un combustible misterioso, ¿elaborado quizás a partir de restos de café y frutas?), la

---

388 El SAMH es una nueva dirección establecida para medir con precisión las variables críticas de producción y exportación de la industria petrolera venezolana, después de décadas de abandono y negligencia promovidos por el tren ejecutivo de la vieja PDVSA.

389 Para mayores detalles puede consultarse Juan Carlos Boué, “How Much Oil Has Venezuela Really Been Producing?”, *Middle East Economic Survey*, LII (18), 4 de mayo de 2009: 25–31 y, del mismo autor, “Venezuelan Oil Production Data”, en *Oxford Energy Forum*, No. 77, Mayo 2009: 17–19, 1; y “Venezuelan Production Data: Does Anybody Care?”, *Middle East Economic Survey*, 2009, LII (50), 14 December 2009, 26–32.

liquidación, mes a mes, de una parte de un enorme (y aparentemente inagotable) inventario de petróleo almacenado en una localidad ignota y, por último, complicidad criminal o ineptitud terminal de parte de una compañía de inspección de reconocida capacidad (y con mucho que perder en términos de reputación). De forma nada sorprendente, entonces, la publicación de este ejercicio desembocó en la inmediata fractura del frente unido de las fuentes secundarias, ya que *PIW* decidió revisar retroactivamente sus estimados de producción sobre la base de los datos publicados por el MENPET.<sup>390</sup> Adicionalmente, **para evitar que en el futuro pudiera surgir una amenaza similar, el MENPET propuso a los países miembros de la OPEP la adopción formal de una definición de petróleo crudo que pusiera fin a la ambigüedad que explotó la vieja PDVSA en su intento de derruir al sistema de cuotas. Dicha definición simplemente estipularía que el petróleo crudo es una mezcla de hidrocarburos que existen en fase líquida en reservorios naturales en el subsuelo y no haría mayor referencia a su estado físico en la superficie.** A la fecha, la OPEP no ha adoptado formalmente dicha definición, pero en junio de 2011, sí enmendó la definición informal utilizada en su anuario estadístico, de forma que comprendiera también a los “aceites crudos muy pesados y extra pesados con una viscosidad menor a 10,000 mPa.s (centipoises) en condiciones originales de reservorio”.<sup>391</sup> Esto fue suficiente para terminar con la charada, ya que a los pocos días, la AIE publicó una revisión retrospectiva en la cual incrementaba significativamente sus estimados de producción de crudo de Venezuela para todo el período 2002-11.<sup>392</sup>

Para concluir este apartado, merece la pena señalar que **la manipulación oportunista de definiciones de PDVSA también tenía una dimensión legal, concebida para limitar al extremo de las facultades del estado venezolano de regular la producción de hidrocarburos en su territorio. En los acuerdos de asociación de la FPO, las partes contratantes (PDVSA y sus socios extranjeros) supuestamente reconocían explícitamente el derecho soberano del Estado en materia**

390 *PIW*, 20 de mayo 2009: 1–2. CERA hizo lo propio poco tiempo después.

391 OPEC, Annual Statistical Bulletin, 2010/2011. Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), Viena, 2011: 100.

392 International Energy Agency, Medium Term Oil and Gas Markets 2011. IEA/OECD, París, 2011: 86.

de regulación de producción. Sin embargo, allí **se estipulaba que una decisión gubernamental de restringir o limitar la producción sería válida solamente cuando ésta hubiera sido tomada en el marco de un tratado internacional del cual Venezuela fuera una parte contrayente**. Es decir, un derecho soberano se condicionó así a la existencia de un tratado internacional, y una decisión tomada en el contexto del mismo. **En el caso de que la restricción de producción no cumpliera con este requerimiento, los socios extranjeros de PDVSA podían exigir a ésta última que les indemnizara por los perjuicios atribuibles a la acción gubernamental** (es decir, la compañía estatal asumía el papel de rehén en esta relación contractual), amén de que algunos contratos contemplaban la extensión de la vigencia de los mismos por un periodo de hasta cinco años a manera de compensación adicional por los perjuicios que pudiera causar cualquier limitación a su producción. Como se puede apreciar, los contratos de asociación no mencionaban a la OPEP por nombre. ¿Por qué? Por una parte, porque **la OPEP es un tratado internacional en cuyo marco se regula la producción de petróleo crudo. Y dado que Venezuela no es una parte contrayente de ningún tratado internacional para regular la producción de bitumen natural, la manipulación de definiciones de PDVSA y sus secuaces en la AIE de hecho abría las puertas para que cualquier intento por parte del gobierno venezolano de restringir la producción de las asociaciones de la FPO potencialmente diera lugar a reclamos legales**. Por otra parte, de esta forma se dejaba abierta la puerta para que la producción de estas asociaciones pudiera ser regulada en términos de tratados futuros que pudiera suscribir Venezuela, por decir algo un *commodity agreement* inserto en el marco de la OMC, y sustentado en un sistema de cuotas que los grandes países consumidores controlarían.

## Resumen

La pretensión de que Bitor producía Orimulsión a partir de bitumen natural proveniente de la FPO es insostenible. Dicho bitumen natural nunca existió más que en papel y Bitor jamás produjo ni un solo barril de esa sustancia.

La definición de bitumen natural que la vieja PDVSA utilizó para justificar la Orimulsión estaba pensada en función de los requere-

rimientos particulares de una estrategia corporativa predicada sobre la maximización a ultranza de los volúmenes de producción de petróleo, en despecho absoluto de cualquier consideración de precio y/o de cualquier criterio conservacionista.

La descripción que PDVSA hiciera de la naturaleza de los hidrocarburos de la FPO contradice las conclusiones de un intenso esfuerzo exploratorio que la compañía misma llevó a cabo a principios de la década de los años ochentas. Este estudio de PDVSA, a su vez, confirmó los resultados de un esfuerzo exploratorio de dimensiones más modestas que el Ministerio de Energía y Minas montó en la FPO entre 1972 y 1977.

La “meritocracia” de PDVSA impugnó las conclusiones del estudio del Ministerio no solamente para justificar la Orimulsión, sino también para exigir (primero) y justificar (después) que el gobierno de la República asignara la FPO, en toda su extensión, a la compañía y sus filiales.

El área mayor de Cerro Negro (Carabobo), donde Bitor tenía sus operaciones de producción, es la región de la FPO con las condiciones más propicias para la producción en pozos convencionales, y no la región donde la proporción de bitumen natural a petróleo crudo es más alta (ya que si esto último fuera cierto, las condiciones de producción serían más bien adversas).

Las reservas que produjo Bitor hasta el cese de sus operaciones en 2006 habían estado bajo producción continua desde mucho antes que naciera la Orimulsión y, hasta 1996 inclusive, siempre se les clasificó como petróleo crudo extra pesado, y no como bitumen natural.

El dizque bitumen que producía Bitor era prácticamente idéntico a los crudos extra pesados producidos por PDVSA y OCN (hoy Petromonagas) en las cercanías, al grado de ser intercambiable con estos últimos para propósitos operativos.

La reclasificación de las reservas en el área asignada a Bitor se llevó a cabo en un momento en que el avance de la tecnología estaba abatiendo los costos de producción y aumentando de manera dramática los índices de productividad en los pozos de Bitor, en particular, y de toda la FPO, en general.

La comparación de las características de los yacimientos de la FPO de donde se extrajeron los hidrocarburos incorporados a la Orimulsión con las de los yacimientos de hidrocarburos pesados del

Oeste de Canadá no deja lugar a dudas que la inmensa mayoría de los hidrocarburos no gaseosos *in situ* en la FPO del Orinoco (y la *totalidad* de los hidrocarburos que jamás se han extraído comercialmente de la FPO) no caen dentro de la categoría de bitumen natural, ya que los crudos extra pesados del Orinoco no son suficientemente viscosos para ser inmóviles en condiciones de yacimiento.

La alta movilidad de los crudos extra pesados del Orinoco a comparación de los genuinos bitúmenes naturales canadienses tiene que ver con las temperaturas de reservorio en los respectivos horizontes productivos. Además, a comparación de los yacimientos canadienses de bitumen natural, los yacimientos en la FPO disfrutaban de mayor permeabilidad, mejor porosidad y saturación de aceite, ligeramente mayor compresibilidad de formación, mayor contenido promedio de gas, menor presencia de arcillas y otros factores.

La vieja PDVSA nunca dudó en poner en entredicho la reputación de los científicos petroleros venezolanos, ignorando o manipulando principios de clasificación internacionalmente aceptados en aras de la consecución de los objetivos de maximización de producción de la compañía. De hecho, la aseveración de que la clasificación de los hidrocarburos utilizados en la producción de ésta se hizo siempre con estricto apego a normas y definiciones internacionalmente aceptadas carece de credibilidad alguna.

Para principios de la década de los años noventa, el tren ejecutivo de la vieja PDVSA ya había dado amplia muestra de su disposición a ignorar o manipular con total descaro ciertos principios de clasificación internacionalmente aceptados, en aras de la consecución de los objetivos de maximización de producción de la compañía. El mejor ejemplo de ello lo constituye la así llamada Disputa de los Condensados.

Esta disputa surgió a raíz de la adopción, en 1982, del mecanismo de cuotas en el seno de la OPEP (los condensados no se consideraban como parte de la cuota de producción de los países miembros). Los hidrocarburos que –según PDVSA– conformaban la producción venezolana de condensados de campo, no satisfacían los criterios internacionalmente aceptados de lo que es un condensado. Además, a raíz de la adopción de la definición de PDVSA, la producción venezolana de condensados comenzó a crecer notablemente. Esto dio lugar a una seria disputa en el seno de la OPEP, que solamente pudo solucionarse cuando la organización adoptó una definición mucho

más estricta de lo que constituía un condensado de campo. Una vez que este nuevo acuerdo comenzó a aplicarse, la producción venezolana de “condensados” dejó de crecer como por arte de magia, y se redujo en un 75%.

El tren ejecutivo de la vieja PDVSA siempre aceptó que, por más que su política de producir crudo a ultranza pudiera despedazar a la OPEP, el que Venezuela se retirara formalmente de la organización no sería una propuesta que podrían imponer a los líderes políticos de la IV República, no obstante la debilidad crónica de éstos. Pero este tren ejecutivo ideó una forma para hacer que Venezuela se retirase poco a poco de la OPEP, pero con menos ruido y consecuencias políticas y, por lo tanto, mejores probabilidades de éxito.

El núcleo del plan era que el crudo de la FPO de alguna forma fuera excluido de la cuota de producción de Venezuela. Así, en la medida que la producción de este tipo de crudo creciera en el tiempo, una proporción cada vez menor —y en última instancia irrelevante— de la producción venezolana de crudo estaría involucrada en el sistema de cuotas OPEP. La Orimulsión era el pilar central de los cimientos de la política que persiguió PDVSA para alcanzar este objetivo.

Dado que los bitúmenes naturales son considerados universalmente como hidrocarburos no convencionales, PDVSA argumentó por analogía que esta designación también se debía aplicar a los crudos extra pesados de la FPO, particularmente dado que estos últimos no satisfacían la definición de petróleo crudo utilizada informalmente por la OPEP desde 1983, según la cual el crudo se dice que es un líquido tanto debajo como arriba de la superficie, en condiciones estándar de temperatura y presión.

El fraude de la Orimulsión sirvió para establecer el precedente de que la producción de petróleo no convencional no está sujeta a cuota. La idea de PDVSA era que la brecha abierta por la Orimulsión se ampliara inexorablemente en la medida que los proyectos de mejoramiento en la FPO comenzaran sus operaciones.

Dado que los volúmenes provenientes de estos proyectos tendrían un impacto nada despreciable sobre el precio del crudo, PDVSA naturalmente no quería dejar a la OPEP la decisión respecto a si estarían o no cubiertos por el sistema de cuotas. Por ello, a sugerencia de Venezuela, en la 101ª reunión de la conferencia de la OPEP, se decidió que, de allí en adelante, la producción de crudo de los países miembros para

propósitos de evaluar el cumplimiento con sus respectivas cuotas se determinaría sobre la base de estimados de producción publicados por seis fuentes secundarias. Las fuentes secundarias que la OPEP eligió (a instancias de Venezuela) creen todas, como cuestión de dogma, que “no convencional” es un sinónimo de “no sujeto a cuota”, aún cuando la Conferencia de la OPEP jamás se haya pronunciado en una u otra dirección a este respecto.

Todavía hoy se pueden ver claramente las huellas del intento frustrado de la vieja PDVSA de herir de muerte a la OPEP, al comparar las cifras oficiales de producción de crudo publicadas por el gobierno venezolano con los estimados de producción de las fuentes secundarias utilizadas por la OPEP.

Para apreciar la mala fe implícita en los estimados de producción de las fuentes secundarias basta con pensar que, de existir buena voluntad, habría resultado muy fácil llegar a estimados de producción más realistas. Para obtener un estimado razonable de la producción venezolana de crudo, todo lo que se hubiera necesitado hacer era contabilizar las exportaciones venezolanas de petróleo y agregar la cifra resultante a un estimado de consumo doméstico.

A finales de 2008, el MENPET contrató los servicios de una compañía líder a nivel mundial en inspección y muestreo para cuantificar de forma mensual las exportaciones totales y las exportaciones netas de petróleo de Venezuela. Mediante este ejercicio se demostró que las exportaciones netas mensuales de petróleo de Venezuela excedían, por un margen muy significativo, a la producción total de crudo publicada por dichas fuentes.

No es aventurado concluir que, con el descrédito del mecanismo de fuentes secundarias, se ha puesto fin a un episodio en cuyo trasfondo se divisaba una grave amenaza a la existencia misma de la OPEP.

La manipulación oportunista de definiciones de PDVSA también tenía una dimensión legal, concebida para limitar al extremo las facultades del estado venezolano de regular la producción de hidrocarburos en su territorio. En los acuerdos de asociación de la FPO, se estipulaba que una decisión gubernamental de restringir o limitar la producción sería válida solamente cuando ésta hubiera sido tomada en el marco de un tratado internacional del cual Venezuela fuera una parte contrayente. En el caso de que la restricción de producción no cumpliera con este requerimiento, los socios extranjeros de PDVSA podían exigir

a ésta última que les indemnizara por los perjuicios atribuibles a la acción gubernamental.

Ahora bien, la OPEP es un tratado internacional en cuyo marco se regula la producción de petróleo crudo. Y dado que Venezuela no es una parte contratante de ningún tratado internacional para regular la producción de bitumen natural, la manipulación de definiciones de PDVSA y sus secuaces en la AIE de hecho abría las puertas para que cualquier intento por parte del gobierno venezolano de restringir la producción de las asociaciones de la FPO potencialmente diera lugar a enormes reclamos judiciales.



## 11.

¿CUÁNTO VALE UN NOMBRE?  
LA PREGUNTA DEL MILLARDO DE DÓLARES

A estas alturas, un observador neutral no debería tener ninguna dificultad en aceptar que **el insumo que Bitor utilizaba para producir Orimulsión responde a la descripción de “crudo extra pesado espumoso, saturado con gas en condiciones de reservorio”, y de ninguna manera a la de bitumen natural.** En vista de ello, a dicho observador deberían causarle extrañeza los extremos a los que Bitor estuvo dispuesto a llegar con tal de asegurar la designación de “bitumen natural” para los crudos con los que se preparaba la Orimulsión. Después de todo, en situaciones en las que designaciones alternativas violentan ya sea el sentido común o bien el conocimiento general, es más bien difícil que la ofuscación por vía de la nomenclatura lleve a alguna parte, como se desprende de un pragmático aforismo de Abraham Lincoln en torno a asuntos de nomenclatura: “¿Cuántas patas tiene un perro si a su cola se le llama pata? Cuatro. Llamar pata a la cola no hace de ésta una pata”.

No obstante lo anterior, Lincoln mismo estaba dispuesto a conceder (al decir de otra de sus frases célebres) que si bien no se podía engañar a toda la gente todo el tiempo, era perfectamente posible engañar a algunas gentes todo el tiempo, o bien a toda la gente durante algún tiempo. Es decir, Lincoln siempre admitió que el mundo ofrece amplias oportunidades a sofistas de todo cuño para prosperar y multiplicarse. Y, crucialmente, estas oportunidades se magnifican cuando dichos sofistas operan en presencia de asimetrías de información que hacen de por sí muy difícil para un lego (o para una entidad regulatoria) entender, inclusive a un nivel básico, de qué están hablando supuestos expertos en campos arcanos como la ingeniería de yacimientos o la petrofísica. Y, desde luego, es todavía más complicado para tal lego descifrar las implicaciones económicas que pueden tener las definiciones alternativas sugeridas por tales expertos. Sin embargo, aun aceptando que esto sea cierto, resulta difícil de entender cómo los promotores de la Orimulsión se las ingenieron para convencer al gobierno venezolano

de que cuando menos una parte del crudo extra pesado de la FPO era bitumen natural, a pesar de que su producción era en frío, y mediante pozos petroleros convencionales.

**A primera vista, la labor de convencer a alguien de que un crudo que fluye es bitumen natural se antoja condenada al fracaso**, casi tanto como la de persuadir a una persona cualquiera de que su perro efectivamente tiene cinco patas, a pesar de que una de ellas solamente se mueve en el aire de lado a lado, sin propósito locomotor aparente. Desafortunadamente, no es así. En el caso del perro, para que el engaño tenga éxito, se requiere un grado de credulidad casi inimaginable de parte de la víctima. Pero en el caso del crudo y el bitumen natural, **la decepción se facilita** mucho porque –como se ha dicho en reiteradas ocasiones– **la única forma de decidir en qué categoría se debe incluir un hidrocarburo en particular necesariamente implica conocer cuál es su viscosidad dinámica a fondo de pozo**. Y el problema con esto es que, como indican Meyer y de Witt, **“para la mayoría de los yacimientos los datos de viscosidad no están disponibles rutinariamente”**,<sup>393</sup> mientras que **“la información de densidad [gravedad] se reporta para crudos y bitúmenes en casi cualquier reservorio”**.<sup>394</sup> Por lo tanto, como explica el propio Meyer, aún cuando es indiscutible que **“la viscosidad refleja más exactamente que la densidad la capacidad que tienen el crudo o el bitumen natural de fluir a través de la roca del reservorio”**, las más de las veces en la literatura **“se da preferencia a la densidad porque es más fácil de medir”**.<sup>395</sup>

### **Viscosidad y densidad: conceptos cercanos pero no sinónimos**

Podría pensarse que los abundantes datos de densidad (gravedad) medidos en la superficie son substitutos razonablemente cercanos para datos poco accesibles de viscosidad a fondo de pozo. Después de todo, **en materia petrolera, los conceptos de viscosidad y densidad (gravedad API) a veces se utilizan de forma casi intercambiable para**

393 Meyer y de Witt, op. cit.: 9.

394 Ibid.

395 Richard F. Meyer, “World Heavy Crude Resources”, 15th World Petroleum Congress Proceedings, Londres, World Petroleum Congress, 1997, v.2: 459–71.

**muchos propósitos**, ya que los hidrocarburos viscosos por lo general son también densos (es decir, tienen una gravedad API baja). Sin embargo, y como ya se explicó con anterioridad, el concepto de densidad es más relevante para todo lo que tiene que ver con el procesamiento de hidrocarburos, ya que es el parámetro que típicamente determina el rendimiento de diversos productos en destilación. En cambio, el concepto de viscosidad es clave en materia de producción, ya es el que determina qué tan bien fluirá un pozo de producción cualquiera. **Crucialmente, tanto la temperatura de yacimiento como el contenido de parafinas y el contenido de gas en solución de un crudo o bitumen natural son factores que tienen un efecto significativo sobre su viscosidad a fondo de pozo. Sin embargo, estos parámetros no tienen mayor efecto sobre su densidad (gravedad API).** Esto quiere decir que, *si las condiciones de temperatura de un yacimiento no se toman en cuenta, y dado que “no existen fronteras precisas entre el petróleo crudo [extra pesado] y los bitúmenes naturales”*<sup>396</sup> –ni en términos físicos ni en términos químicos– **hay bitúmenes naturales que en la superficie pueden pasar fácilmente por petróleos crudos (merced a su gravedad API), y viceversa.**

El potencial para la confusión entre ambos tipos de sustancias se ve exacerbado por el hecho de que, *para propósitos comerciales, en la usanza de las organizaciones aduaneras internacionales (y por extensión, del GATT y la OMC), el petróleo crudo se define explícitamente como un líquido a condiciones estándar de temperatura y presión. De igual modo, debido a los requerimientos peculiares de la regulación de la producción de petróleo y gas natural en los Estados Unidos, tanto el American Petroleum Institute (API) como el Departamento de Energía (DOE) siempre han definido al petróleo crudo como “una mixtura de hidrocarburos que existe en la fase líquida en reservorios subterráneos naturales, y permanece líquida tras pasar por instalaciones de separación en la superficie”.*<sup>397</sup> Por su parte, y como ya se ha explicado, *si bien la Conferencia de la OPEP nunca ha adoptado formalmente una definición de petróleo crudo (solamente de condensado), desde 1983 y hasta junio de 2011, inclusive,*

396 Meyer y de Witt, op. cit.: 9.

397 American Petroleum Institute, Standard Definitions for Petroleum Statistics. Technical Report No. 1. API, Washington D.C., 1988: 3.

**la OPEP utilizó informalmente una formulación** calcada de la del API, según la cual el crudo es un líquido tanto debajo como arriba de la superficie, en condiciones estándar de temperatura y presión. *Crucialmente, los crudos extra pesados de la FPO del Orinoco NO satisficían esta condición.*<sup>398</sup>

### **Afinidades entre ciertos crudos extra pesados y bitúmenes (asfaltos) naturales**

Un buen ejemplo de cómo la utilización de datos de densidad (gravedad API) puede llevar a conclusiones muy equivocadas respecto al carácter bituminoso o no bituminoso de un hidrocarburo se puede encontrar en el caso de diversos yacimientos chinos de donde se extraen, mediante estimulación térmica, hidrocarburos moderadamente densos (13°–17° API) pero que a la vez son altamente viscosos (entre 10,000 mPa.s. a 50,000+ mPa.s a temperatura de yacimiento) debido a su elevado contenido de ceras y resinas.<sup>399</sup> Ahora bien, ni siquiera un lego encontraría fácil confundir estos bitúmenes naturales chinos, cuyo contenido de asfaltenos, azufre y metales es bajo, con crudos extra pesados como los que hay en la FPO. Hay otros bitúmenes naturales –como los que se encuentran en la región alemana de Emsland,<sup>400</sup> o los que subyacen al campo supergigante de Prudhoe Bay en Alaska<sup>401</sup>– que contienen más asfaltenos, azufre y metales que los bitúmenes chinos, pero que aún así son más ligeros y de mucha mejor calidad que los

398 A partir de 2011, el anuario estadístico de la OPEP aclara que la definición de petróleo crudo abarca también “aceites crudos muy pesados y extra pesados con una viscosidad menor a 10,000 mPa.s (centipoises) en condiciones originales de reservorio” (OPEC, Annual Statistical Bulletin, 2010/2011...: 100).

399 Wenzhang Liu, “Classification Standard of Heavy Oil, Screening Criterion for Steam Thermal Recovery and Reserves Classification”, en R.F. Meyer y E.J. Wiggins (eds.), Proceedings of the 4th UNITAR/UNDP International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Edmonton, 1988. Edmonton, Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA), v.2: 215-233.

400 Cornelius, op. cit.: 167; cursivas nuestras.

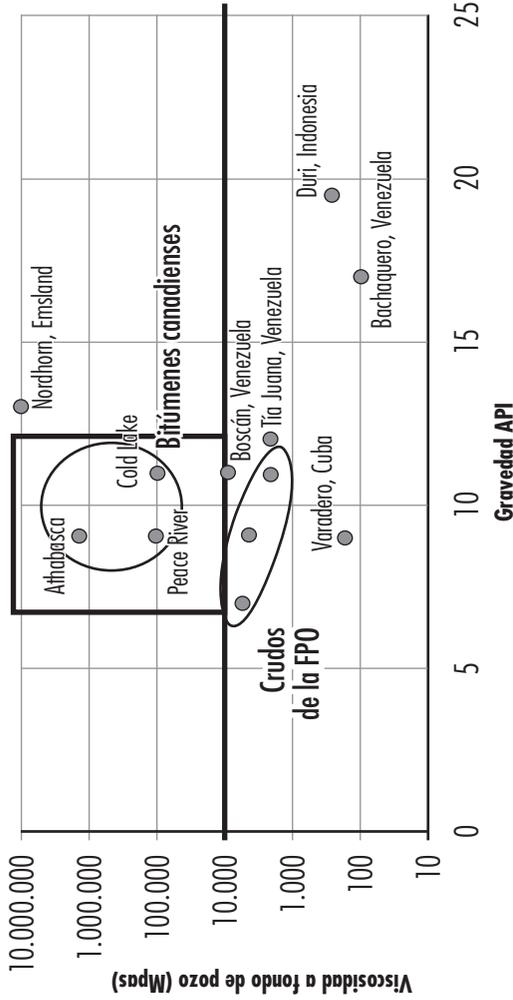
401 Raj Srivastava, Arden Strycker, y Richard Charles, “Crude Oil Characterization and PVT Studies on Prudhoe Bay Heavy Oil/Tar Mat”, Actas de la Séptima Conferencia Internacional sobre Crudo Pesado y Arenas Bituminosas de UNITAR (UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands), Octubre 27-30, 1998, Beijing, China, 1998.206.

crudos extra pesados de la FPO (aunque, desde luego, los primeros son inmóviles en condiciones de yacimiento, a diferencia de los segundos). Pero **los bitúmenes naturales que más se parecen a los crudos extra pesados del Orinoco, en términos tanto de su viscosidad como de su composición química, son los que se encuentran en los gigantes yacimientos del Oeste de Canadá** (Gráfico G11.1).

Dado que el crudo extra pesado del Orinoco es virtualmente indistinguible del bitumen natural de Alberta *en la superficie*, es fácil sugerir que ambos tipos de hidrocarburos necesariamente deben de ser análogos *debajo de la superficie* también. Y, desde luego, resulta igualmente fácil para un lego en la materia aceptar una sugerencia de esta naturaleza. Después de todo, los crudos extra pesados del Orinoco tienen propiedades y apariencia muy similar a los bitúmenes naturales canadienses y se comportan de una forma muy parecida en la superficie (particularmente en lo que se refiere a las dificultades que plantean para su transportación y refinación en su estado virgen). Por si esto fuera poco, tanto las definiciones arancelarias de petróleo crudo como las del API parecen sugerir que, dado que los crudos extra pesados no fluyen a temperatura ambiente, no son por lo tanto verdaderos aceites crudos de petróleo, de la misma forma en que tampoco lo son los bitúmenes naturales canadienses.

A partir de estas dos premisas, se puede derivar silogísticamente, la conclusión de que los crudos extra pesados del Orinoco son, de hecho, bitúmenes naturales. En términos de lógica formal, dicho razonamiento es inválido y falaz, ya que deriva una conclusión positiva de una premisa positiva y otra negativa. Pero los promotores e impulsores originales de la Orimulsión, (quienes para entonces ya habían mostrado su disposición a ignorar de forma deliberada principios de clasificación científica ampliamente aceptados, como lo demuestra la disputa en torno a los condensados), ciertamente no iban a preocuparse por sutilezas filosóficas como ésta. Así que estos ejecutivos de PDVSA (principalmente empleados de Lagoven) montaron un intenso esfuerzo de propaganda encaminado a convencer al gobierno de la República y la opinión pública venezolana de que cuando menos algunos crudos extra pesado del Orinoco, de hecho, no eran petróleos crudos sino bitúmenes naturales. Los promotores de la Orimulsión complementaron este mensaje con otro de gran importancia para entender el sustento económico de este mal llamado negocio; a saber,

**Gráfico 11.1. Viscosidad a fondo de pozo y gravedad API de diversos crudos y bitúmenes naturales**



Fuente: Basado en Francois Cupic, *Extra Heavy Oil and Bitumen. Impact of Technologies on the Recovery Factor. Second International Workshop on Oil&Gas Depletion, IWOD2003*. París, 26-27 de mayo de 2003

que **los bitúmenes naturales** son ante todo curiosidades geológicas, cuyos muy altos costos de extracción, parámetros de calidad desfavorables y aplicaciones limitadas les impiden sustentar un intercambio comercial líquido y, por lo tanto, les condenan a cotizarse a precios muy modestos en el mercado.

### **El petróleo crudo es una mercancía transable, el bitumen natural no necesariamente...**

La reconstrucción presentada arriba de los argumentos secuenciales por medio de los cuales los crudos extra pesados del Orinoco se pueden asimilar sin gran dificultad al grupo de los bitúmenes naturales plantea, sin embargo, una interrogante de importancia capital; a saber, ¿qué interés podría tener alguien en pretender que un crudo es un bitumen natural?

Para responder a dicha interrogante conviene recordar, antes que nada, que “*excepción hecha de los asfaltos naturales*, los bitúmenes naturales revisten un interés económico exclusivamente local... [d]ado que los demás bitúmenes naturales son inferiores en cantidad e importancia comercial ... El principal interés en el asfalto natural es como fuente de crudo sintético”.<sup>402</sup> El mensaje que transmite este enunciado es claro: casi todos los tipos de bitúmenes naturales se quedan cortos de ser auténticas mercancías transables [*commodities*], y más bien deben verse como meras curiosidades geológicas que, o bien no pueden sustentar un intercambio comercial líquido o bien, cuando lo hacen, tenderán a cotizarse a precios muy modestos en el mercado. De hecho, esta caracterización parece aplicable incluso a los asfaltos naturales del oeste de Canadá, a pesar de su extraordinaria abundancia en ciertas localidades. Después de todo, ni siquiera estos asfaltos naturales se llegan a intercambiar comercialmente en su estado virgen (o sea, no sustentan un mercado abierto como tal), y su valor de mercado es una magnitud residual que se obtiene de restar, al precio entregado del crudo sintético (o del bitumen natural mezclado con condensados y/o crudo sintético), los costos muy significativos de transporte, de tratamiento y mejoramiento (o de dilución/mezcla) del bitumen, para llegar a un precio a boca de pozo (o a boca de mina).

---

402 Meyer y de Witt, op. cit.: 10.

**El contraste entre el bitumen natural y el petróleo crudo no podría ser más marcado, en términos de su *status* como mercancías transables.** No constituye una exageración decir que el petróleo crudo es la mercancía por antonomasia del mundo moderno (amén de la más valiosa y vital), dado que sustenta un volumen intra- e internacional de comercio (en mercados tanto físicos como financieros, de crudo y derivados) que excede, *por órdenes de magnitud*, al de cualquier otra mercancía. Desde luego, entre más fungible sea una corriente de crudo, su comportamiento tenderá a asemejarse más al de una mercancía ideal (es decir, un participante cualquiera podrá abrir o cerrar posiciones en el mercado de forma casi instantánea, con costos de transacción muy bajos, sin que importe el tamaño de las posiciones). A la inversa, la liquidez del intercambio tenderá a decrecer marcadamente (y los costos de transacción tenderán a crecer) en la medida que la calidad del crudo se deteriore; o sea, en la medida que la gravedad disminuya y/o el contenido de azufre aumente.<sup>403</sup> De hecho, en el extremo inferior del espectro de calidad, la liquidez del mercado tiende a cero, ya que los crudos extra pesados tampoco se intercambian en su estado virgen entre terceros (normalmente se les mejora en plantas integradas con las actividades de producción, o bien se les mezcla con corrientes más ligeras). No obstante esto, **la enorme liquidez del mercado petrolero internacional en su conjunto significa que es posible derivar (con razonable exactitud) un rango de precios de equilibrio nocionales aún para crudos no fungibles (de muy baja calidad) y apenas transables.** Para hacer esto, basta con tomar como referencia series de precios para indicadores de mercado razonablemente líquidos y hacer los ajustes necesarios sobre la base de valores de mercado para la gravedad API, el contenido de azufre, otros parámetros de calidad importantes (en especial el punto de neutralización), y los costos de transporte. Las dimensiones de este rango dependerán principalmente de la volatilidad del diferencial de precio entre los productos ligeros limpios (gasolinas, diesel, gasóleos de calefacción, turbokerosén) y los productos pesados sucios (residuales con diversos contenidos de azufre).

Lo anterior significa que, sin importar cuán grande sea la distancia que pueda mediar entre un crudo extra pesado y un crudo ligero fungible (en términos de sus respectivas calidades), el valor justo de

---

403 Véase Juan Carlos Boué (con Liliana Figueroa), op. cit..

mercado del primero en un día cualquiera será relativamente fácil de derivar, sobre la base de los precios de mercado abierto para crudos marcadores y las cotizaciones de residuales de alto y bajo azufre. Este valor de mercado reflejará, entre otras cosas, el precio del porcentaje (pequeño, pero no inexistente) de productos ligeros que se pueden obtener del crudo de baja calidad (ajustados para reflejar los costos inherentes a reducir su contenido de contaminantes para que puedan cumplir con las especificaciones de mercado). Por lo que se refiere a la porción (mucho más grande) de residual, el valor relativo de ésta será antes que nada una función del precio de mercado del residual de alto azufre, ajustado hacia abajo por el precio de adquisición de cuanto diluyente de bajo azufre sea necesario para que la calidad del residual no exceda los parámetros mínimos de viscosidad, contenido de azufre y contenido de metales aceptables en el mercado (ver Gráfico 11.2).

### **El problema del precio para el petróleo crudo y sus derivados en el mercado para combustibles de generación eléctrica**

Los dos factores señalados arriba tienen una implicación muy importante; **a saber, que *en términos de su poder calorífico y por regla general, el precio de un crudo NUNCA será competitivo con el precio ya sea del gas natural o del carbón, no importa qué tan baja sea su calidad.*** Esto se debe a que, en primer lugar, los productos ligeros se cotizan a precios extremadamente altos, si se mide en términos de su poder calorífico (que es más bien modesto). En segundo lugar, si bien es cierto que el precio del residual de alto azufre es mucho más bajo que el de los combustibles automotores, aún así *generalmente* es mucho más alto que el precio tanto del carbón como del gas (porque, como ya se ha explicado, es posible procesar estos residuales en refinerías de alta conversión para transformarlos en combustibles automotores y de calefacción). Eso sí, los costos variables de operación y mantenimiento son significativamente más favorables para el residual de alto azufre que para el carbón (aunque menos favorables que los del gas natural). Sin embargo, esto no basta para contrarrestar la desventaja en precio de los residuales, ya que el peso de dichos costos variables de operación en los costos marginales de generación a corto plazo es despreciable. **Más bien, los costos marginales de generación ante todo son función de dos factores:**



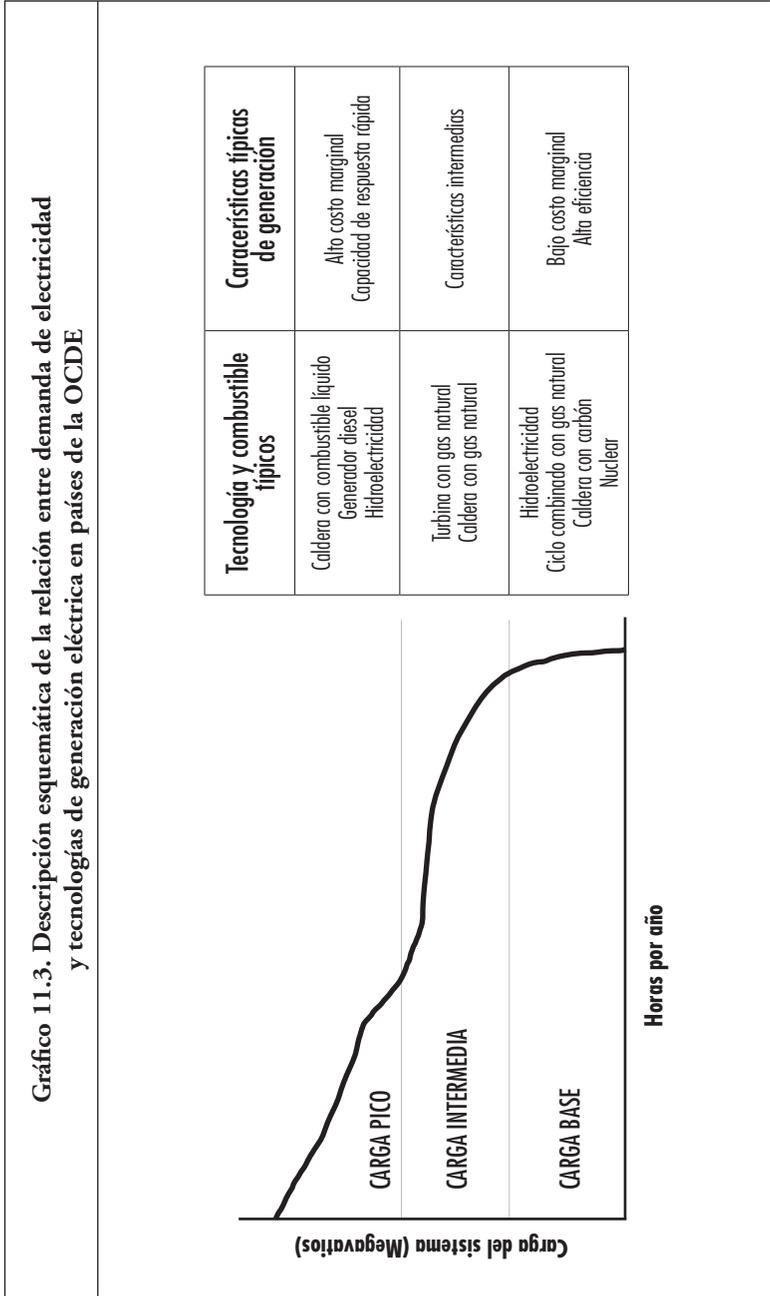
1. **la eficiencia con que la energía de un combustible puede transformarse en electricidad** (la eficiencia máxima obtenible en calderas convencionales para residuales es similar a la de calderas convencionales que queman otros combustibles, aunque muy inferior a la que se puede obtener en turbinas de ciclo combinado a base de gas natural) y
2. **el costo por unidad térmica del combustible** (el del carbón es el más bajo, seguido del gas natural, los residuales, y los destilados intermedios, en ese orden).

**Dado el precio comparativamente alto por unidad calorífica del residual, las plantas de generación que queman este derivado del petróleo “tienen el más alto costo de generación de electricidad, a cualquier nivel de utilización, en comparación con plantas que utilizan gas natural o carbón”.**<sup>404</sup> Por ello, a partir del Primer Shock Petrolero, se volvió mucho más caro generar electricidad mediante residual de alto azufre que mediante los otros combustibles fósiles principales (carbón y gas natural). **Consecuentemente, el papel de los residuales (y del petróleo crudo para quema directa) en el sector de generación de electricidad se ha visto cada vez más restringido a alimentar plantas utilizadas para cubrir la demanda en períodos pico –tanto estacionales como en horas de carga crítica a lo largo del día– y para servir de reserva para hacer frente a interrupciones imprevistas en el suministro de electricidad generado en plantas basadas en otras fuentes primarias de energía** (Gráfico G11.3).

Es cierto que, debido a las crecientes exigencias de la legislación en materia ambiental, el precio del residual de alto azufre se ha visto afectado de forma muy negativa (ya que se ha vuelto cada vez más difícil y caro quemar este producto). Sin embargo, algo similar ha sucedido con el carbón, por lo que no ha habido una mejoría relativa en la posición competitiva del residual para efectos de la generación de electricidad en despacho en carga base. Y si bien los estándares de emisiones cada vez más estrictos también han provocado un ensanchamiento estructural entre los precios respectivos de los residuales de alto y bajo azufre (Gráfico G11.4), este diferencial nunca ha sido lo suficientemente amplio, por un periodo de tiempo lo suficientemente largo,

---

404 Paffenbarger, op. cit.: 59.



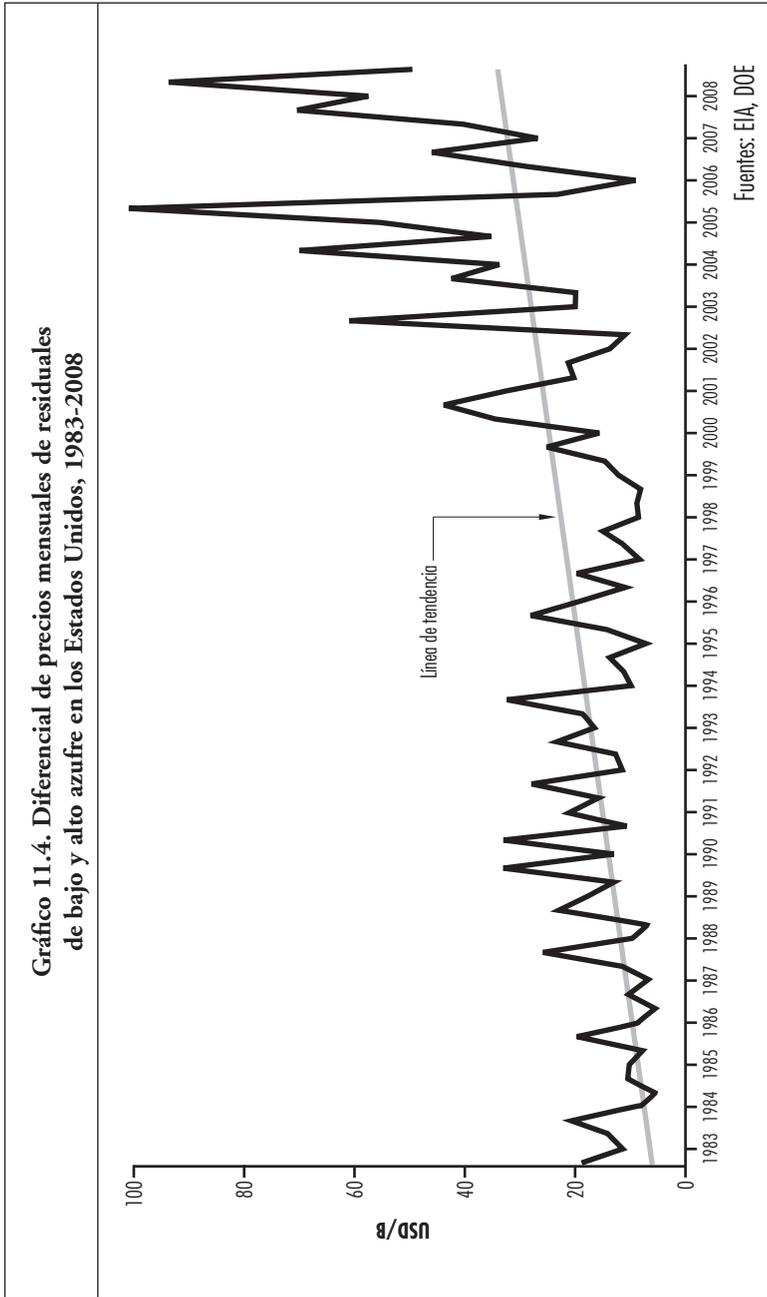
como para justificar inversiones en nuevas unidades de generación a base de petróleo que cuenten con las instalaciones de desulfurización de gases de chimenea y precipitadores electrostáticos que requiere la legislación ambiental en todos los países desarrollados.

El comportamiento en extremo volátil del diferencial entre el precio del residual de alto azufre y el de bajo azufre también ha jugado un papel importante en la inhibición de este tipo de inversiones, máxime que el muy alto costo del equipo de desulfurización de gases de chimenea y precipitadores electrostáticos en la práctica significa que la inversión necesaria para construir una planta nueva de generación eléctrica a base de petróleo con este tipo de equipo es muy similar a la que se requiere para construir una planta de generación a partir de carbón. Finalmente, hay que apuntar que, merced a los avances tecnológicos en materia de turbinas de ciclo combinado, a partir de finales de la década de los años ochentas, la construcción de nuevas plantas de generación a base de combustibles líquidos se tornó inviable hasta en contextos de mercado caracterizados por precios extremadamente bajos para el petróleo. Y es que, como se puntualizó en un estudio que la AIE patrocinara sobre del uso de combustibles líquidos en generación eléctrica, “inclusive si el precio del residual cayera considerablemente ... a precios similares a los del carbón, nuevas unidades a base de petróleo no podrían competir con plantas de ciclo combinado a base de gas”.<sup>405</sup>

Ahora bien, en muchos los países pertenecientes a la OCDE, se siguieron construyendo plantas de generación eléctrica para quemar residuales hasta el momento en que estalló la Revolución Islámica en Irán. Por ello, **la creciente marginación del petróleo crudo (y sus derivados) del mercado de combustibles para generación eléctrica se ha traducido en que un gran número de plantas dedicadas a combustibles líquidos en estos países o bien no operen, o bien lo hagan de manera intermitente y muy puntual.**<sup>406</sup>

405 Paffenbarger, op. cit.: 59.

406 Entre 1973 y 1994, por ejemplo, el porcentaje de electricidad generado a partir de petróleo o sus derivados cayó del 25 al 9 por ciento. La capacidad instalada de generación dedicada a combustibles líquidos se contrajo en 25 por ciento en este mismo intervalo (ibid.: 15). En el año 1994, aproximadamente 90 por ciento de la capacidad operable dedicada a combustibles líquidos estaba inactiva del todo; o sea que no operaba ni siquiera en periodos pico (ibid.: 61).



En su conjunto, **la capacidad de generación presente en “calderas totalmente depreciadas** [y con una larga vida útil por delante, dado lo esporádico de su utilización previa] ... **retroequipadas con sistemas de desulfurización para gases de chimenea,** [y] utilizadas para el despacho en carga base o en carga intermedia”<sup>407</sup> **constituía un vasto mercado potencial para combustibles líquidos:** según la AIE, una tasa de utilización del 65 por ciento para toda la capacidad instalada de generación eléctrica dedicada a combustibles líquidos en los países de la OCDE habría representado, a principios de la década de los años noventas, una demanda incremental de petróleo del orden de 13 MMBD (Cuadro C11.2).

Ahora bien, de acuerdo a las estimaciones de la propia AIE, **el retroequipamiento de las plantas termoeléctricas existentes en la OCDE habría sido económicamente viable “si el costo de capital del equipo de desulfurización, pero solamente este costo** [es decir, ningún otro costo incremental], **se incluía en los cálculos de costo de generación de electricidad”.**<sup>408</sup> Por lo tanto, **para que este requisito se cumpliera, la AIE** —que es la organización que agrupa a los principales países **consumidores** de petróleo del mundo, vale la pena recordar— **concluyó que era absolutamente indispensable que las unidades retroequipadas quemaran “un producto [derivado] del petróleo con un costo unitario similar al del carbón”.**<sup>409</sup>

Para los países consumidores, las recompensas asociadas a poder dar con un producto de esta naturaleza eran enormes: “el potencial para aumentar la generación de electricidad en plantas existentes a base de petróleo es muy grande. Se podría recurrir a plantas existentes subutilizadas, plantas multicomcombustibles y un número limitado de plantas cerradas pero conservadas en capacidad de operar para generar hasta cinco veces más electricidad a partir de petróleo”.<sup>410</sup> Obviamente, un incremento de esta magnitud habría presionado al precio de la electricidad a la baja, lo cual resultaba particularmente atractivo para países como Gran Bretaña y los Estados Unidos, los cuales se estaban llevando a cabo agresivos procesos de liberalización y privatización de la industria eléctrica. Sin embargo, para que este escenario de precios

---

407 Ibid.: 59.

408 Paffenbarger, op. cit.: 59; cursivas nuestras.

409 Ibid.

410 Ibid.: 12.

Cuadro 11.2. Demanda potencial de combustibles líquidos en plantas de generación eléctrica en países de la OCDE <sup>2</sup> , 1994						
Región	Líquidos utilizados en 1994 (MMBD)	Tasa de utilización de capacidad instalada (%)	Demanda incremental potencial (MMBD)			Demanda potencial total
			Por aumento de tasa de utilización (a 65%)	Plantas multicom bustibles	En plantas inactivas <sup>1</sup>	
OCDE Pacífico	0,9	45,8	0,4	0,8	0,0	2,0
OCDE Norteamérica	1,0	34,6	0,9	4,9	0,2	6,9
OCDE Europa	0,8	48,2	0,7	2,5	0,2	4,1
<b>Gran Total</b>	<b>2,7</b>	<b>37,9</b>	<b>1,9</b>	<b>8,1</b>	<b>0,4</b>	<b>13,1</b>

1 Capacidad inactiva de generación de electricidad a base de combustibles líquidos en países de la OCDE, por país

	Megavatios	%
Gran Bretaña	7.628	42,0
Estados Unidos	5.808	32,0
Francia	3.625	19,9
Canadá	1.100	6,1
Dinamarca	10	0,1
Total	18.171	100,0

2 En ese momento, la OCDE estaba compuesta por Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Corea del Sur, Dinamarca, España, Estados Unidos, Francia, Finlandia, Gran Bretaña, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Japón, Luxemburgo, México, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Portugal, República Checa, Suecia, Suiza, Turquía.

Fuente: Paffenbarger, 1997.

bajos para la electricidad se materializara, los países consumidores primero tendrían que superar un obstáculo aparentemente insalvable; a saber, encontrar un exportador de petróleo que estuviera dispuesto a liquidar sus recursos petroleros, agotables y no renovables, a precio del carbón. Afortunadamente para su causa (y desafortunadamente para la causa nacional de Venezuela), los países consumidores podían contar con la ayuda de sus aliados incondicionales en la vieja PDVSA, quienes diseñaron una agresiva estrategia encaminada a capturar este mercado potencial, y cuya esencia se expresa inmejorablemente en una frase que la revista *Petroleum Economist* acuñó cuando describiera por primera vez a la Orimulsión para beneficio de sus lectores: “¿Qué tal que se pudiera inventar un combustible que fluyera a una temperatura relativamente baja, pero que no fuera petróleo crudo; que se quemara muy bien, pero que no fuera carbón; y que tuviera una mayor disponibilidad y fuera concebiblemente más barato que ambos?”<sup>411</sup>

### Orimulsión: ¿a favor de quién?

En este punto, vale la pena retornar a la pregunta de qué posible interés podría tener una compañía como PDVSA en pretender que un crudo extra pesado es un bitumen natural. Como se ha visto en este apartado, **el vínculo** –razonablemente directo– **entre los precios del residual de alto azufre**, por un lado, y **el precio de los crudos de baja calidad**, por el otro, **en la práctica constituye un obstáculo insalvable que no permite que ni siquiera los crudos extra pesados puedan aspirar a desplazar al carbón o al gas natural como insumo para la generación de electricidad en despacho en carga base**. *Por lo tanto, la única manera de cambiar esta situación consiste en romper este vínculo de precios. Y la forma más fácil para lograr esto, a su vez, radica en argumentar que el crudo extra pesado del Orinoco es más bien un bitumen natural* –o sea, un hidrocarburo “no convencional”– *que puede (y, de hecho, debe) venderse casi a cualquier precio (a paridad con el carbón, digamos), dado que no existe ningún mercado que dé al dueño de esta supuesta riqueza bituminosa otras alternativas viables para monetizarla.*

Para ver a esta estratagema en acción basta con revisar el documento

---

411 *Petroleum Economist*, marzo de 1988: 14.

ya citado que Bitor y BP prepararan para protestar contra la posible imposición sobre la Orimulsión, en el Reino Unido (y la Comunidad Europea en general), de un gravamen aplicable a los aceites minerales combustibles derivados del petróleo. En dicho documento, los socios aseveran: “el bitumen de Orimulsión es un producto natural semi-sólido. Es un hidrocarburo más no un aceite mineral ... la analogía más cercana es con el carbón comercializado internacionalmente. Su poder calorífico es muy similar al del carbón —lo que significa que su contenido de energía por unidad de peso es casi idéntico. Se comercializa como una alternativa al carbón, sus estructuras de costos son muy similares y todos sus contratos de suministro inequívocamente vinculan su precio al precio del carbón”.<sup>412</sup>

Este pasaje de paso pone de relieve nuevamente la descarada manipulación de definiciones a la que Bitor recurrió para justificar el “negocio” de la Orimulsión. Comienza con la media verdad de que los hidrocarburos en la Orimulsión son semi-sólidos, pero omite mencionar que esto es cierto solamente si su viscosidad se mide a temperatura ambiente (o sea, sobre la base incorrecta para determinar si una sustancia es bitumen natural o no). Luego, a partir de una clasificación utilizada para propósitos aduanales, distingue radicalmente al supuesto “bitumen natural” contenido en la Orimulsión de otras especies más familiares de petróleo, y procede de allí a concluir que la sustancia más directamente comparable a este supuesto bitumen natural es el carbón, ya que este último se le asemeja tanto en su estructura de costos —sin que quede nada claro que significa este último término— como en su poder calorífico (aunque esta última comparación pasa por alto el hecho de que los valores de poder calorífico son semejantes solamente porque la Orimulsión contiene un 30% de agua). Al establecer este vínculo entre el precio de la Orimulsión y el del carbón, este razonamiento omite mencionar, de mala fe, no solamente que el bitumen natural canadiense es una sustancia análoga mucho más cercana al crudo del Orinoco, sino también que el bitumen natural canadiense jamás se ha cotizado a precios comparables a los del carbón. Asimismo, pasa por alto el hecho innegable que diferentes sustancias pueden tener poderes caloríficos similares por unidad de peso, y aún así cotizarse a precios radicalmente distintos en el mercado (como de hecho sucede

---

412 Orimulsion. The Case Against...: 3.

en el caso del residual y el carbón, por no hablar de la gasolina).

**En suma, cuando se examinan las características del “negocio” de la Orimulsión a la luz de los requerimientos ideales que, según la AIE y sus miembros, debía tener un combustible líquido para el sector de generación eléctrica, es ineludible la conclusión de que la Orimulsión fue un producto concebido en función de las necesidades e intereses económicos de los países consumidores, y sus empresas de generación eléctrica.** Una confirmación particularmente nítida de ello se puede encontrar en el caso de la provincia canadiense de New Brunswick. En el año de 1998, el gobierno de esta entidad publicó un reporte consultivo donde se pintaba un panorama alarmante respecto a la situación de la industria eléctrica, y sus perspectivas.<sup>413</sup> El reporte consignaba que NB Power había perdido un total de 212 millones de dólares canadienses (aproximadamente 155 MMUSD) en el período 1994–7, estaba fuertemente endeudada, y era la única empresa eléctrica de utilidad pública en Canadá que vendía electricidad en menos de lo que le costaba producirla.<sup>414</sup> Dado que esta situación era a todas luces insostenible, el reporte concluía que las tarifas eléctricas tendrían que aumentar, y que el gobierno provincial se vería forzado a hacer una sustanciosa aportación patrimonial a la empresa.<sup>415</sup> Pero a la postre, el gobierno de la provincia no tuvo que tomar estas medidas en extremo impopulares, ya que Bitor entró al rescate, ofreciendo a NB Power un trato que permitiría a la compañía atender el imperativo de “sanear nuestra hoja de balances”<sup>416</sup> y, al mismo tiempo, cumplir con requerimientos legales de emisiones considerablemente más estrictos.<sup>417</sup> Dicho trato suponía reconfigurar la central de Cole-

---

413 David D. Hay y Donald J. Savoie, *Electricity in New Brunswick and Options for its Future*. Government of New Brunswick, Fredericton, 1998. Uno de los autores de este reporte, David Hay, fue nombrado director general de NB Power en 2003.

414 *Ibid.*: 12. En 1996, por ejemplo, NB Power perdió 0.67 de centavo canadiense por cada kilovatio/hora de electricidad que vendió.

415 *Ibid.*: 48.

416 New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities, *In the Matter of an Application by New Brunswick Power Corporation Dated July 12th 2001...: 597*. Estas palabras las pronunció la directora de finanzas de NB Power en funciones durante las audiencias de aprobación para el proyecto de reconfiguración de la planta de Coleson Cove.

417 La licencia de operación de NB Power requería que la compañía disminuyera

son Cove de forma que el factor de utilización de capacidad instalada promedio de la misma aumentara de 50 a 65 por ciento. La mayor parte de esta producción incremental de electricidad se destinaría a mercados de exportación (Coleson Cove seguiría produciendo la misma cantidad de electricidad para el mercado doméstico, excepto durante el mantenimiento de la central nuclear de Point Lepreau).<sup>418</sup> Y como correctamente observara uno de los participantes en las audiencias de aprobación para el proyecto de reconfiguración, “una de las ventajas ... de las ventas de exportación es que seremos capaces de ... subsidiar a los consumidores de New Brunswick entre un 10 y 15 por ciento”.<sup>419</sup> Cortesía de Venezuela, fue lo único que le faltó agregar.

La Orimulsión ciertamente brindaba a un productor como PDVSA la oportunidad de colocar un producto nuevo en un mercado de amplias dimensiones, pero con la salvedad de que la captura de este mercado solamente hacía sentido si el vendedor en cuestión no era demasiado puntilloso respecto a la rentabilidad de la misma (es decir, si el vendedor no se preocupaba en demasía acerca de vender petróleo a un precio inclusive inferior al del carbón). **Y es precisamente por esto que, como se verá a continuación, la Orimulsión es la encarnación por antonomasia del principal artículo de fe del tren ejecutivo de la vieja PDVSA; a saber, que maximizar a ultranza tanto los volúmenes de producción como la cuota de mercado del petróleo venezolano era un objetivo valioso en sí mismo, más allá de cualquier consideración de rentabilidad, de conservación, o de**

---

sus emisiones de SO<sub>2</sub> en 40,000 toneladas por año a partir de 2005. Además de esto, New Brunswick era signatario de un acuerdo suscrito por los gobernadores de la región de Nueva Inglaterra, por un lado, y los primeros ministros de las provincias atlánticas de Canadá, por el otro, según el cual las emisiones totales de SO<sub>2</sub> en la provincia debían recortarse en 30 por ciento para el 2005 y 50 por ciento para el 2010, mientras que las emisiones de NO<sub>x</sub> debían recortarse en 30 por ciento para el 2007 (New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities, In the Matter of an Application by New Brunswick Power Corporation Dated July 12th 2001...: 129).

418 New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities, In the Matter of an Application by New Brunswick Power Corporation Dated July 12th 2001...: 131. NB Power estimaba que post-reconfiguración, el 62 por ciento de la capacidad neta de generación de la planta se dedicaría al suministro del mercado de exportación (ibid.: 650).

419 Ibid.: 401.

**retribución** por el valor patrimonial de un recurso natural agotable y no renovable.<sup>420</sup>

## Resumen

El insumo que Bitor utilizaba para producir Orimulsión respondería bien a la descripción de “crudo extra pesado espumoso, saturado con gas en condiciones de reservorio”, pero de ninguna manera a la de bitumen natural.

La labor de convencer a alguien de que un crudo que fluye es bitumen natural es más fácil de lo que parecería a primera vista porque la única forma de decidir en qué categoría se debe incluir un hidrocarburo en particular necesariamente implica conocer cuál es su viscosidad dinámica *a fondo de pozo*. Y el problema con esto es que para la mayoría de los yacimientos los datos de viscosidad no están disponibles rutinariamente, mientras que la información de densidad (gravedad) se reporta para crudos y bitúmenes en casi cualquier reservorio.

En materia petrolera, los conceptos de viscosidad y densidad (gravedad API) a veces se utilizan de forma casi intercambiable para muchos propósitos. Tanto la temperatura de yacimiento como el contenido de parafinas y de gas en solución de un crudo o bitumen natural son factores que tienen un efecto significativo sobre su viscosidad a fondo de pozo. Sin embargo, estos parámetros no tienen mayor efecto sobre su densidad (gravedad API). Si las condiciones de temperatura de un yacimiento no se toman en cuenta, y dado que no existen fronteras precisas entre el petróleo crudo extra pesado y los bitúmenes naturales, hay bitúmenes naturales que en la superficie pueden pasar fácilmente por petróleos crudos (gracias a su gravedad API), y viceversa.

El potencial para la confusión entre ambos tipos de sustancias se ve exacerbado por el hecho de que, para propósitos comerciales, en

---

420 En una entrevista a *El Universal* (“Nuestro aliado es el Primer Mundo”, 5 de julio de 1998), Andrés Sosa Pietri afirmó: “los objetivos originales de la política de expansión, llamada hoy de Apertura, era [sic.] una alianza y asociación con los consumidores. Yo abogo, más bien, por ingresar en la Agencia Internacional de Energía, que es donde están todos nuestros clientes ... Hasta mi presidencia [ese era también el criterio en PDVSA] ... La OPEP está frente al consumidor, no es su aliado ... Otro error es aceptar una baja de la producción ... Venezuela no debe seguir perteneciendo a la OPEP”.

la usanza de las organizaciones aduaneras internacionales, el petróleo crudo se define explícitamente como un líquido a condiciones estándar de temperatura y presión. De igual modo, tanto el API como el DOE siempre han definido al petróleo crudo como una mezcla de hidrocarburos que existe en la fase líquida en reservorios subterráneos naturales, y *permanece líquida* tras pasar por instalaciones de separación en la superficie”. Por su parte, desde 1983 la OPEP ha venido utilizando informalmente una formulación según la cual el crudo se dice que es un líquido tanto debajo como arriba de la superficie, en condiciones estándar de temperatura y presión. Crucialmente, los crudos extra pesados de la FPO *no* satisfacen esta condición.

Los bitúmenes naturales que más se parecen a los crudos extra pesados del Orinoco, en términos tanto de su viscosidad como de su composición química, son los que se encuentran en el Oeste de Canadá. Dado que el crudo extra pesado del Orinoco es virtualmente indistinguible del bitumen natural de Alberta en la superficie, es fácil sugerir que ambos tipos de hidrocarburos necesariamente deben de ser análogos debajo de la superficie también. Esto tiene importantes implicaciones comerciales, ya que la visión prevalente en la industria es que los bitúmenes naturales son ante todo curiosidades geológicas, cuyos muy altos costos de extracción, parámetros de calidad desfavorables y aplicaciones limitadas les impiden sustentar un intercambio comercial líquido y, por lo tanto, les condenan a cotizarse a precios muy modestos en el mercado.

El contraste entre el bitumen natural y el petróleo crudo no podría ser más marcado, en términos de su *status* como mercancías transables. La enorme liquidez del mercado petrolero internacional en su conjunto significa que es posible derivar (con razonable exactitud) un rango de precios de equilibrio nocionales aún para crudos no fungibles (de muy baja calidad) y apenas transables.

En *términos de su poder calorífico* y por regla general, el precio de un crudo *NUNCA será competitivo con el precio ya sea del gas natural o del carbón, no importa qué tan baja sea su calidad*. Esto se debe a que los costos marginales de generación ante todo son función de la eficiencia con que la energía de un combustible puede transformarse en electricidad y el costo por unidad térmica del combustible. Dado el precio comparativamente alto por unidad calorífica del residual, las plantas de generación que queman este derivado del petróleo tienen el más alto

costo de generación de electricidad, a cualquier nivel de utilización, en comparación con plantas que utilizan gas natural o carbón.

Desde mediados de la década de los años setentas en adelante, el papel de los residuales (y del petróleo crudo para quema directa) en el sector de generación de electricidad se ha visto cada vez más restringido a alimentar plantas utilizadas para cubrir la demanda en periodos pico –bien sea estacionales o en horas pico– y para servir de reserva para hacer frente a interrupciones imprevistas en el suministro de electricidad generado en plantas basadas en otras fuentes primarias de energía.

La creciente marginación del petróleo y sus derivados del mercado de combustibles para generación eléctrica se tradujo en que un gran número de plantas dedicadas a combustibles líquidos en estos países o bien no operen, o bien lo hagan de manera intermitente y muy puntual.

En su conjunto, la capacidad de generación presente en “calderas totalmente depreciadas retroequipadas con sistemas de desulfurización para gases de chimenea y precipitadores electrostáticos”, constituía, a finales de la década de los años ochentas un vasto mercado *potencial* para combustibles líquidos.

El retroequipamiento de las plantas termoeléctricas existentes en la OCDE habría sido económicamente viable si el costo de capital del equipo de desulfurización, pero solamente este costo, se incluía en los cálculos de costo de generación de electricidad. Pero para que este requisito se cumpliera, la AIE concluyó que era absolutamente indispensable que las unidades retroequipadas quemaran un producto derivado del petróleo con un costo unitario similar al del carbón.

El vínculo entre los precios del residual de alto azufre y el precio de los crudos de baja calidad en la práctica constituye un obstáculo insalvable que no permite que ni siquiera los crudos extra pesados puedan aspirar a desplazar al carbón o al gas natural como insumo para la generación de electricidad en despacho en carga base. Por lo tanto, la única manera de cambiar esta situación consiste *en romper este vínculo de precios*. Y la forma más fácil para lograr esto, a su vez, es decir que el crudo extra pesado del Orinoco es más bien un bitumen natural que puede (y, de hecho, debe) venderse casi a cualquier precio dado que no existe ningún mercado que dé al dueño de esta recurso supuestamente bituminoso otras alternativas viables para monetizarlo.

Cuando se examinan las características del “negocio” de la Orimulsión a la luz de los requerimientos ideales que, según la AIE y sus países miembros, debía tener un combustible líquido para el sector de generación eléctrica, es ineludible la conclusión de que la Orimulsión fue un producto concebido en función de las necesidades e intereses económicos de los países consumidores.

Es precisamente por esto que la Orimulsión es la encarnación por antonomasia del principal artículo de fe del tren ejecutivo de la vieja PDVSA; a saber, que maximizar a ultranza tanto los volúmenes de producción como la cuota de mercado del petróleo venezolano era un objetivo valioso en sí mismo, más allá de cualquier consideración de rentabilidad, de conservación, o de retribución por el valor intrínseco de un recurso natural agotable y no renovable.

## 12.

## ORIMULSIÓN: ¿POR QUÉ Y PARA QUÉ?

De acuerdo a algunos de los más vocingleros detractores de la política del MENPET en materia de Orimulsión, dicha política constituye un verdadero acto de *lesa patria* ya que está predicada sobre la eliminación de un producto que podría haber asegurado el porvenir económico y la soberanía energética de Venezuela. Valgan estas líneas como ejemplo: “la Orimulsión constituye el único producto inventado en Venezuela con aceptación mundial por parte de las termoeléctricas, independiente de las transnacionales estadounidenses y europeas ligadas al sector petrolero y eléctrico, por lo que su producción y comercialización *es la herramienta básica con que cuenta Venezuela para escapar del subdesarrollo*”.<sup>421</sup>

En realidad, y como se demostró en el apartado anterior, la Orimulsión está lejos de ser una palanca efectiva de desarrollo. Por el contrario, **la Orimulsión fue un producto concebido y –sobre todo– comercializado en función de necesidades e intereses económicos de los países consumidores de petróleo, notablemente el deseo de dichos países de abatir sus costos de generación de electricidad mediante la utilización de capacidad de generación ya construida, depreciada y, en su mayor parte, ociosa.**

Ahora bien, esto no significa que la vieja PDVSA haya inventado la Orimulsión *ex profeso* para atender dichas necesidades, porque no fue así. Más bien, **el “negocio” de la Orimulsión surgió como una secuela fortuita de un bien intencionado pero a final de cuentas infructuoso esfuerzo de investigación científica por parte de la industria petrolera venezolana, encaminado a resolver un problema que se percibía como de capital importancia para la misma en la década de los años ochentas: los altos costos que planteaba el transporte de crudo extra pesado sobre largas distancias.** Como se explica en este capítulo, **el tren ejecutivo de la vieja PDVSA secuestró**

---

421 Travieso Lugo, op. cit.: 75; cursivas nuestras.

**y redireccionó esta iniciativa científica experimental, convirtiéndola en una iniciativa comercial (la Orimulsión) que encajaba bien en una estrategia corporativa de maximización a ultranza tanto de los volúmenes de producción como de la cuota de mercado del petróleo venezolano,** la cual comenzó a tomar forma a finales de la década de los años ochenta. Por lo tanto, para entender el papel asignado a la Orimulsión en esta estrategia, antes es necesario explicar la génesis científica del producto, y las circunstancias coyunturales (tanto políticas como de mercado) que propiciaron su transformación en la punta de lanza de la ofensiva ideológica de la vieja PDVSA en contra de los derechos soberanos de la Nación venezolana tanto de controlar la tasa de explotación de su principal recurso natural como de recibir una remuneración justa a cambio de la misma.

### **Génesis de la Orimulsión: el problema del transporte de los crudos extra pesados**

Cuando se echa un vistazo a las diversas iniciativas científicas y tecnológicas que pueden considerarse como antecedentes razonablemente directos de la Orimulsión, podría pensarse que los orígenes de ésta han de remontarse a los experimentos de combustión de crudos pesados que algunas concesionarias emprendieron a principios de la década de los años setentas.<sup>422</sup> En realidad, dichos experimentos son de escasa relevancia para contextualizar el surgimiento de la Orimulsión (por más que ésta haya sido un producto combustible), ya que las propiedades de combustibilidad de esta última fueron descubiertas de forma accidental, en un momento en que su formulación había ya casi asumido su forma definitiva. Y dicha formulación, a su vez, había sido concebida en función de un requerimiento muy especializado y que no tenía nada que ver con cuestiones de combustión; a saber, abatir los costos asociados al transporte de larga distancia de crudos viscosos.

---

422 Emma Brossard remonta los orígenes de la Orimulsión a las propuestas de Eli Schwartz, de Shell de Venezuela, de quemar mezclas de crudo muy pesado (en este caso, crudo Laguna, producido en el Lago de Maracaibo) y agua. De acuerdo a Nelson Vázquez, presidente de Intevep entre 1979 y 1981, Schwartz fue responsable de establecer los laboratorios donde se prepararon las primeras emulsiones de agua y crudos extra-pesados de la FPO (Brossard, op. cit.: 173).

**Ya desde antes de la Nacionalización de la industria petrolera, existía una noción generalizada de que, en un futuro no demasiado lejano, el papel de Venezuela en tanto que productor de petróleo de primera línea probablemente giraría en torno a la explotación de los recursos de la FPO.**<sup>423</sup> Esta perspectiva se sustentaba en el aparente agotamiento de las reservas en los yacimientos de crudos más ligeros en las áreas tradicionales de producción en el país. **Si bien la magnitud de la dotación de recursos de la FPO parecía ofrecer perspectivas casi ilimitadas para Venezuela, su explotación comercial planteaba muchos desafíos, entre los cuales el mayor sin lugar a dudas era que los crudos extra pesados de la FPO no podían ser ni procesados ni transportados en su estado virgen, a temperatura ambiente.**

Desde un punto de vista estratégico, PDVSA y sus filiales parecían tener la opción de reducir la viscosidad de estos crudos diluyéndolos con hidrocarburos más ligeros. Sin embargo, esta opción no era atractiva por diversas razones: la producción relativamente baja de crudos ligeros apropiados en el área mayor de Oficina,<sup>424</sup> los costos asociados a transportar destilados medios a la FPO, y el sacrificio económico que representaba degradar estos destilados mezclándolos con crudos extra pesados. Por otro lado, la opción de transportar estos crudos en tuberías con calefacción era técnica pero no económicamente factible, ya que el gasto en energía que esto habría supuesto se aproximaba o excedía el valor de mercado de los mismos, en parte debido a las grandes distancias involucradas. Además, el calentamiento de los ductos solamente habría resuelto el problema de forma parcial, ya que el crudo extra pesado habría tenido que transportarse a su destino final por vía marítima en buques tanque equipados con serpentines (a un muy alto costo, nuevamente). Finalmente, el universo de clientes potenciales

---

423 Los planes de producción de PDVSA a finales de la década de los años setentas contemplaban aumentar la producción a 2.8 MMBD para principios de la década de los años noventas, de los cuales la Faja habría contribuido alrededor de 1 MMBD.

424 Antes de los descubrimientos de campos como El Furrial y Santa Bárbara, la principal segregación de crudo ligero en el oriente de Venezuela era el crudo Anaco Wax, cuyas características físicas lo hacían totalmente inapropiado para propósitos de dilución (amén de que su volumen de producción tampoco era especialmente grande).

para este crudo habría estado restringido a refinerías localizadas muy cerca de la costa (las cuales de todas maneras habrían tenido que invertir en instalaciones especializadas de procesamiento, descarga y manejo, cuyos costos nuevamente habrían tendido a repercutir sobre el precio que estaban dispuestas a pagar por el crudo).

En vista de lo anterior, no resulta sorprendente que **una parte significativa de los considerables recursos canalizados hacia Intevep tras la nacionalización petrolera se utilizara para financiar una serie de proyectos de investigación que abordaron el problema de la reducción de viscosidad de los crudos extra pesados desde diversos ángulos.**<sup>425</sup> A principios de la década de los años ochentas, por ejemplo, Intevep y diversas instituciones de educación superior de Venezuela experimentaron con el uso de emulsiones directas de agua en crudos como Boscán y Jobo, pero estas investigaciones concluyeron que la viscosidad de las emulsiones excedía por un margen considerable a la viscosidad del crudo en dispersión. Hubo también intentos de utilizar emulsiones inversas de crudo (en mezclas de queroseno y agua salada), pero los costos de elaboración de la fase dispersa de la emulsión eran demasiado altos, amén de que la presencia del queroseno complicaba mucho la remoción del agua salada (presente en proporciones relativamente altas).

Una solución tecnológica que en un momento llegó a avizorarse como muy prometedora fue la de flujo anular, la cual no involucraba reducir la viscosidad del crudo en sí (para su posterior bombeo), sino que buscaba rodear al crudo en un oleoducto con una película de agua (formada mediante inyectores perimetrales en el tubo), para que ésta actuara como un lubricante que redujera la fricción generada por el crudo durante su flujo por la tubería (y, por lo tanto, las exigencias de capacidad de bombeo). Desafortunadamente, este método de transporte se reveló ineficaz porque el peso de la columna de crudo tendía a aplastar la parte inferior del anillo de agua, y nunca fue posible superar el obstáculo que representaban los codos y ángulos en la tubería. Además, en el mejor de los casos, la tecnología de flujo anular –asumiendo que alguna vez se hubieran solucionado los problemas señalados arriba– solamente hubiera servido para amainar los proble-

---

425 Para 1981, Intevep “llegó a dedicar más del 50% de sus esfuerzos a trabajos relacionados con los programas de la Faja” (Rodríguez Eraso, op. cit.: 109).

mas inherentes a transportar crudo extra pesado hasta un terminal marítimo, pero de este punto en adelante, dichos problemas habrían vuelto a manifestarse en toda su intensidad.

**El método de transporte experimental que prometía la combinación más efectiva de costo, factibilidad y efectividad consistía en dispersar microgotas de crudo en agua y estabilizar la emulsión inversa resultante con un agente tensoactivo.** Este método, originado en un esfuerzo de cooperación científica entre BP e Intevep, parecía atractivo entre otras cosas porque la emulsificación inicial del crudo se podía llevar a cabo en el pozo de producción mismo, facilitando así su extracción y reduciendo las necesidades de diluyente.<sup>426</sup> Además, el método de emulsiones inversas prometía una solución para el problema del transporte desde el pozo de producción hasta el punto de consumo final, fuera éste una refinería o una planta de mejoramiento (aunque, inevitablemente, su uso comercial a gran escala implicaba un sacrificio económico considerable, a causa del flete muerto atribuible a tener que transportar grandes volúmenes de agua carente de valor comercial).

**La búsqueda de un método de transporte alternativo para los crudos extra pesados del Orinoco asumió una nueva urgencia gracias a la brutal contracción de la demanda petrolera que siguió a la revolución iraní. La caída en la demanda se concentró ante todo en los residuales de alto azufre (utilizados en primer lugar para generar energía eléctrica) y, por extensión, en los crudos pesados y amargos.** Y aunque el mercado petrolero ciertamente resintió el desplome en la demanda de residuales, el precio del crudo se pudo mantener en niveles relativamente altos, gracias en parte a la adopción del mecanismo de cuotas por parte de la OPEP pero, sobre todo, gracias a la disposición saudita de asumir explícitamente el rol de fiel de la balanza oferta/demanda (decisión que se tradujo en que la producción saudita cayera de 7.5 MMBD en 1981 a solamente 2.5 MMBD hacia finales de 1985). Ahora bien, aún cuando el precio del crudo no colapsó en sintonía con la demanda (gracias ante todo al sistema de cuotas OPEP), era obvio que, en una coyuntura de mercado así, no tenía sentido invertir enormes sumas de dinero en producir crudo pesado con alto contenido de azufre (máxime que el estado de las finanzas públicas venezolanas en ese momento era muy delicado).

---

426 Hardy, Sit y Stockwell, op. cit.

Este factor, como se explicó con anterioridad, llevó al gobierno venezolano, a finales de 1982, a posponer indefinidamente el costoso proyecto integrado DSMA, abanderado por Lagoven.

La decisión gubernamental respecto a DSMA causó profundo malestar y rencor en Lagoven y, de hecho, esta filial decidió de manera unilateral seguir adelante con la parte aguas arriba del proyecto integrado, simplemente rebautizándolo “Proyecto Orinoco” (cosa para la cual ayudó mucho que el sucesor de Humberto Calderón Berti en el timón de PDVSA, tras la efímera presidencia de éste, fuera Brígido Natera, hasta ese momento presidente de Lagoven). Como ya se ha visto, los así llamados bloques “experimentales” J-20 y O-16 del Proyecto Orinoco –cuya producción era la nada experimental cifra de 35 MBD– entraron en producción el año 1984.<sup>427</sup> Pero Lagoven nunca abandonó la intención de revivir el proyecto integrado en su conjunto, y buscó mejorar sus perspectivas en el corto plazo a través de una reducción en los costos del mismo. En este sentido, dos aspectos de las operaciones en particular se identificaron como los que ofrecían el mayor potencial de abatimiento de costos: la reducción en el uso de hidrocarburos ligeros como diluyentes en la producción y el transporte de extra pesado, por un lado, y la reducción en el costo de la generación del vapor utilizado para la estimulación térmica de los pozos, por el otro.

En términos del primero de estos aspectos, las esperanzas de Lagoven estaban claramente cifradas en la tecnología de emulsiones inversas, como lo reflejó en 1989 (de manera un tanto desfasada) el compendio *La industria venezolana de los hidrocarburos*: “Intevep y las filiales operadoras de Petróleos de Venezuela están desarrollando y perfeccionando las tecnologías necesarias para manejar y tratar crudos pesados y extra pesados, especialmente en la Faja del Orinoco ... En el proyecto de ‘emulsiones’, Intevep desarrolla la tecnología para transportar crudos extra pesados de la Faja en forma de emulsiones, producidas con una mezcla preestablecida de agua y sustancias químicas, con las que se logran disminuciones en la viscosidad del crudo de hasta cuatro órdenes de magnitud, a una temperatura de 25°C. En el laboratorio,

---

427 Los bloques comenzaron produciendo 10 MBD en octubre de ese año, y para diciembre la tasa de producción ya se había duplicado. Hacia finales de 1985 la producción de los bloques ya promediaba 30MBD (Lagovenews, septiembre de 1985: 3).

Intevep ha demostrado la factibilidad de transportar crudos de las áreas de Cerro Negro, Zuata, Hamaca y Boscán ... *Estas experiencias se están aplicando al transporte de crudo en dos estaciones de flujo de la empresa Lagoven, ubicadas en la Faja Petrolífera del Orinoco*”.<sup>428</sup>

Por lo que toca al segundo frente de esta ofensiva de reducción de costos, dos caminos (no excluyentes) parecían estar abiertos para Lagoven: ya fuera reducir al máximo la cantidad de vapor —y de combustible— necesaria para superar la resistencia al flujo del crudo extra pesado en el yacimiento, o bien reducir al máximo el costo del combustible por cada unidad de vapor generada. En el primer caso, obviamente existían restricciones físicas bastante inflexibles que limitaban cualquier posible ahorro. En el segundo caso, en cambio, los ahorros potenciales podían ser enormes si Lagoven de alguna manera se las ingeniaba para conseguir un combustible muy barato, idealmente comparable en términos de su costo con el del coque de petróleo que habría debido utilizarse en el proyecto integrado DSMA (el precio de este coque ciertamente era bajísimo, pero el problema era que se tenía que producir en la costosa planta de mejoramiento del proyecto).<sup>429</sup>

**Los ejecutivos de Lagoven idearon una solución al problema del costo de combustible para generar vapor que era típica de la actitud con que la vieja PDVSA abordaba la cuestión del valor que daba a los recursos naturales propiedad de la Nación: si dicho valor afectaba las perspectivas de un proyecto de inversión (sin importar los méritos o solidez de éste), había que ajustar hacia abajo el valor del recurso.** En este caso en particular, **Lagoven puso en práctica este principio proponiendo que el vapor se generara quemando el mismo crudo extra pesado, pero en el entendido de que el crudo quemado sería considerado como un insumo del proceso de producción, cuyo costo imputable tendría que ser equivalente —ajustado por transporte, si acaso— al del carbón mediante el cual, según Lagoven, también se podría haber generado ese vapor** (en sustitución natural y directa del coque de petróleo previsto originalmente en el proyecto integrado DSMA).<sup>430</sup>

428 CEPET, op. cit., v. I: 396-7; cursivas nuestras. Hay que apuntar que en dicho compendio no se menciona a la Orimulsión, lo cual indica que ésta era todavía un proyecto semi-secreto a esas alturas.

429 Francis McGowan, op. cit.: 919.

430 En principio, podía tratarse de carbón de importación o bien de carbón del

Como se puede apreciar, por primera vez **Lagoven planteó –y, crucialmente, el Ministerio aceptó– el concepto de paridad de valor calorífico (y por extensión, valor mercantil) entre el crudo extra pesado del Orinoco, de un lado, y el carbón, del otro, con el argumento de que quemar crudo extra pesado era solamente una entre las diversas opciones a las que la compañía podía echar mano para generar vapor** en los bloques J–20 y O–16. La posición de Lagoven no negaba la conveniencia logística de tener “reservas infinitas” de crudo extra pesado en puerta para este propósito, pero sí negaba valor mercantil alguno al crudo utilizado para generar vapor, ya que –por definición– dicho crudo no se habría producido para vender (y, en ausencia del proyecto de Lagoven, no se habría producido, y punto). Por lo tanto, el “precio” imputado a este crudo en su calidad de combustible no podía exceder el precio entregado en Morichal de las otras alternativas que supuestamente tenía Lagoven. Dicho precio, además, debía incluir un retorno sobre el costo de capital de llevar estos combustibles a la FPO. La inclusión de dichos costos de capital, desde luego, tenía el efecto afortunado adicional –y muy bienvenido, para Lagoven– de reducir aún más el precio de paridad calorífica para el crudo extra pesado.

Ahora bien, antes de que este plan pudiera ponerse en marcha, era necesario conocer las propiedades del crudo extra pesado como combustible de calderas, así como las exigencias y posibles complicaciones derivadas de su utilización para este propósito (corrosión, contaminación, diseño de las espreas de inyección a la caldera, etc.). Por lo tanto, Lagoven promovió la formación de un grupo especializado de combustión en Intevep, dedicado a investigar dichos asuntos.<sup>431</sup> En 1984, se emprendieron las primeras pruebas piloto de combustión a pequeña escala tanto en Venezuela como en los Países Bajos, utilizando crudo extra pesado solamente. Luego, a principios de 1985, ocurrió un accidente afortunado –afortunado para Lagoven nuevamente, pero desafortunado para Venezuela– que habría de cambiar el curso de la historia (y de la política petrolera venezolana). La causa de este accidente fue la necesidad de PDVSA de deshacerse de un lote bastante grande de crudo que había utilizado para las pruebas de flujo anular.

---

Guasare.

431 Véase Brossard, op. cit.: 173–5.

Este crudo, con un alto contenido de agua en emulsión, fue enviado al grupo de combustión de Intevep, el cual descubrió que la presencia del agua mejoraba el comportamiento del crudo extra pesado en la combustión. La progresión lógica después de este experimento era quemar las emulsiones inversas, y los resultados obtenidos cuando éstas se sometieron a pruebas piloto de combustión fueron aún mejores. Con esto, las emulsiones inversas comenzaron a perfilarse como, potencialmente, un elemento de decisiva importancia en la estrategia de largo plazo de Lagoven para la FPO.

Había, sin embargo, una deficiencia que era imperativo remediar para mantener la viabilidad de las emulsiones de crudo extra pesado como insumos de refinación o mejoramiento. Dicha deficiencia estaba relacionada justamente con uno de los elementos que más contribuía a la facilidad de transporte de las emulsiones inversas: su estabilidad. Ésta planteaba un problema grave en términos del procesamiento ulterior de las emulsiones inversas, ya que **ni BP ni PDVSA disponían de un proceso eficiente para romperlas de manera que el agua contenida en las mismas no tuviera que someterse a procesos intensivos (y extraordinariamente costosos) de descontaminación y reciclaje.**

En la práctica, el colapso del precio del petróleo a mediados de la década de los años ochenta le asestó un golpe terrible a las perspectivas comerciales de las emulsiones de crudo extra pesado en el sector de refinación, inclusive desde antes que PDVSA, Lagoven y BP tuvieran la ocasión de comprobar lo excepcionalmente difícil y costoso que era romper las emulsiones inversas de una forma que se pudiera considerar remotamente satisfactoria desde un punto de vista ambiental e inclusive operativo. En una nuez, la similitud de las respectivas densidades del crudo extra pesado y el agua, así como el alto contenido de asfaltenos en el crudo extra pesado, le restaban toda efectividad a los métodos tradicionales de separación de fases (sistemas centrífugos, separadores de gravedad).<sup>432</sup> En particular, los asfaltenos le conferían una gran estabilidad a las emulsiones, ya que dichas moléculas tienden estructurarse en la forma de películas muy resistentes (o sea, con una fuerte tensión superficial).

---

432 Al respecto véase de estos puntos D. Langevin, S. Poteau, I. Hénout y J.F. Argillier, "Crude Oil Emulsion Properties and their Application to Heavy Oil Transportation", *Oil&Gas Science and Technology-Revue de l'IFP*, Vol. 59 (2004), No. 5: 519.

Para Lagoven y las otras filiales de PDVSA, el colapso de precios transformó la naturaleza del desafío que enfrentaban sus nacientes actividades en la FPO. Como observa Vessuri, “la caída drástica de los precios del petróleo precarizó la línea de investigación sobre transporte de crudos pesados que junto con otros proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco perdieron interés al dejar de ser rentables”.<sup>433</sup> De pronto, el principal punto en la agenda de la industria petrolera nacionalizada ya no era desarrollar formas novedosas para producir y transportar volúmenes incrementales de crudo extra pesado (ya fuera para mejorarlos o para venderlos). **Más bien, PDVSA y sus filiales ahora tenían que encontrar una justificación para seguir produciendo crudos para los cuales había muy escasa demanda, durante una coyuntura de mercado caracterizada por la prevalencia de cuotas y de precios catastróficamente bajos, en un área caracterizada por muy altos costos (cercanos o superiores al valor de mercado del crudo extra pesado). Y la justificación que encontró Lagoven fue la de tomar una tecnología todavía experimental e inmadura, y lanzarla como un producto comercial: la Orimulsión.**

De acuerdo a Emma Brossard, “con el mega-proyecto Cerro Negro cancelado, Lagoven pensó que *su solución para utilizar la Faja* era quemar la emulsión de Orinoco como combustión [*sic.*] ... El modesto esfuerzo que había comenzado entre Intevep y BP ... se transformó así en un programa de emergencia entre Intevep y Lagoven, para el desarrollo de una nueva tecnología.”<sup>434</sup> Sin embargo, este programa de emergencia no constituía una piedra angular de la estrategia de largo plazo de PDVSA para la FPO. Más bien, debe verse como un simple arreglo transitorio para las actividades de producción de Lagoven en la FPO. En una nuez, **la Orimulsión debía desempeñar un papel que Lagoven consideraba crucial: impedir que se descontinuaran las actividades de producción de crudo extra pesado en los bloques J-16 y O-20**, por efecto de uno o varios de los siguientes factores: la escasez relativa (y alto costo) de los diluyentes en el área de Cerro Negro, la precariedad de las finanzas públicas venezolanas en tiempos de precios bajos para el petróleo y, finalmente, la enorme dificultad de

---

433 Hebe Vessuri, “Laboratorios y experimentos, democracia y política en la investigación industrial”, Cuadernos del CENDES, 22 (58), 2005: 86.

434 Brossard, op. cit.: 174.

colocar en el mercado crudo extra pesado diluido como insumo para producción de asfalto durante los meses de invierno (aún a precios de venta muy bajos).

En opinión del tren ejecutivo de PDVSA de la época (expresado aquí en palabras de Juan Chacín, presidente de PDVSA entre 1986 y 1990), el más pernicioso entre los muchos cambios que había traído consigo el colapso de los precios era que “las consideraciones de corto plazo ... [habían pasado a] recibir un grado creciente de importancia en el proceso de toma de decisiones, particularmente en tiempos de flujo de caja restringidos”. Esto abría en todos los países petroleros una disyuntiva entre el imperativo de emprender “las inversiones necesarias para asegurar el futuro a largo plazo de la industria de energía”, por un lado, y el de “maximizar flujos de caja [en el corto plazo] ... en un entorno de negocios impredecible”, por el otro.<sup>435</sup> Se trataba de un fenómeno generalizado en la industria, desde luego, que afectaba a compañías privadas y estatales por igual. Sin embargo, según la visión del tren ejecutivo de PDVSA, en el caso de Venezuela el fenómeno se manifestaba de forma particularmente insidiosa debido al empobrecimiento del gobierno y su rapacidad fiscal, ambas supuestamente producto de la irresponsabilidad presupuestaria de éste. El efecto que esto había tenido era que “las fuertes tasas de descuento aplicadas a los retornos futuros” por parte del gobierno venezolano, en su calidad de accionista único de la compañía, habían afectado “severamente” ... los proyectos enfocados sobre crudos [extra-]pesados”, muy concretamente el proyecto DSMA.<sup>436</sup>

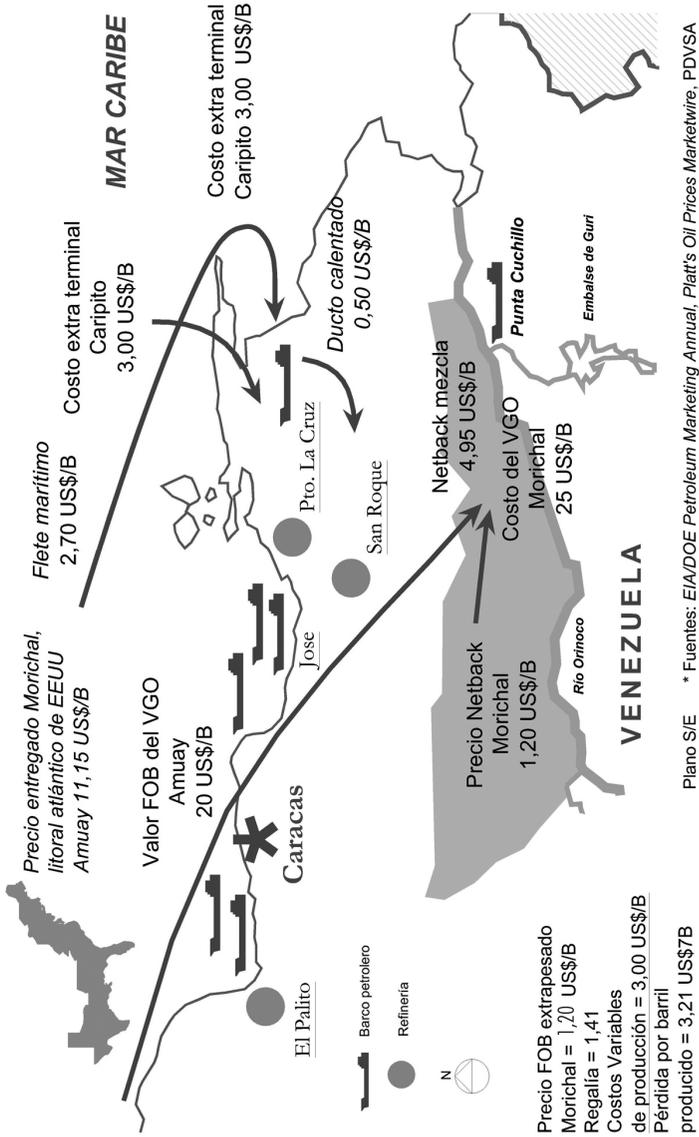
Está claro que, tras el colapso de los precios de 1986, la así llamada producción experimental en los bloques J-16 y O-20 efectivamente corría una amenaza inminente de verse afectada negativamente por la aplicación de ‘fuertes tasas de descuento a los retornos futuros’ en aras de la maximización del flujo de caja de la industria. Sin embargo, este peligro no era atribuible a la supuesta rapacidad fiscal del gobierno venezolano o la precariedad de las finanzas públicas del país, y menos aún a la falta de visión de largo plazo. Ante todo, era un reflejo de que **producir crudo extra pesado en estos bloques era un pésimo**

---

435 Juan Chacín, Bitumens and Heavy Crude: the Challenge before Us. Speech at the UNITAR Conference on Heavy Crude and Tar Sands. Edmonton, Alberta, August 8th, 1988. Caracas, PDVSA: 7.

436 Chacín: op. cit: 7..

Gráfico 12.1a. Economías de producción de la segregación comercial Morichal, 1990-93



### Gráfico 12.1b. Economías de producción de la segregación comercial Morichal, 1990-93

---

<b>Precio entregado Morichal (12.5° API, 2.8%) Costa Este, EE UU*</b>	<b>\$11.15</b>
Flete marítimo**	-270
<b>Precio FOB Morichal, Caripito***</b>	<b>\$8.45</b>
Costos extras de operación de terminal de Caripito	-3.00
Costo de ducto calentado, PTO.-Caripito	-0,50
<b>Netback Morichal (Patio de tanques de oficina, PTO)</b>	<b>\$4.95</b>
Costo del diluyente (VGO) en Amuay****	-3,00
Costo de transporte del diluyente*****	-0,75
<b>Netback crudo extra pesado (Área Morichal)</b>	<b>\$1.20</b>
Costos variables de producción	-3.00
Regalía (16 2/3% precio FOB de la mezcla)	-1.41
<b>NETBACK CRUDO EXTRA PESADO (BOCA DE POZO)</b>	<b>-3.21</b>
<b>MEMORANDA</b>	
Precio West Texas Intermediate (Cushing)	\$21.28
Precio entregado crudo Maya (21.5° API, 3.5% S), EE UU	\$14.34
Precio spot gasóleo de calefacción, New York Harbour	\$25.18
Flete marítimo Venezuela-EE UU (promedio)	\$1.25

---

#### OBSERVACIONES

\*Precio entregado para Boscán, reportado por el DOE (Petroleum Marketing Annual o PMA)

\*\*Basado en flete para Boscán reportado por el DOE (PMA) buques para Morichal aprox. 30% más pequeños

\*\*\*Segregación Morichal = 85% crudo extra pesado, 15% diluyente

\*\*\*\*Precio FOB VGO = \$20 Bbl.

\*\*\*\*\*Costo unitario = \$5 Bbl (barcaza a Punta Cuchillo y gandola a Morichal)

---

**negocio tanto para PDVSA como para la República.** Como se puede apreciar en el Gráfico G12.1a/b, es bastante probable que, **entre 1986 y la invasión iraquí de Kuwait, la producción de crudo extra pesado en estos bloques**, vendida como segregación Morichal de 12.5° API, **consistentemente generara precios negativos a boca de pozo** (aún cuando el valor comercial inferior imputado al gasóleo incorporado en la segregación sea similar al precio de mercado del combustible residual, mucho más pesado y con un mayor contenido de azufre, y se utilicen supuestos de costos de transporte y de producción sumamente conservadores).<sup>437</sup>

Este resultado no es difícil de comprender cuando se piensa que, en aquél entonces, el gasóleo de vacío de alto azufre se tenía que transportar desde la refinería de Amuay primero por cabotaje y luego por gandola (ya que no existía un ducto para este propósito), que el crudo mezclado solamente se podía evacuar del área de producción al PTO en tuberías calentadas<sup>438</sup> y, finalmente, que este crudo mezclado se tenía que despachar desde terminales ribereños –Caripito, Punta Cuchillo– que solamente admitían buques de calado reducido, que requerían un uso masivo de remolcadores y dragas, y que solamente se podían operar en días en los cuales la marea era favorable (como ya se ha dicho, el TAEJ –de donde ahora se embarcan la abrumadora mayoría de las exportaciones de crudo de Oriente– solamente entró en operación en 1996). Y la producción de la segregación Morichal tenía otra desventaja aún más grave para una compañía preocupada ante todo por asegurar la continuidad operativa; a saber, que esta segregación era casi imposible de colocar en mercados

437 El análisis parte del supuesto de que el precio CIF de la segregación Morichal en Estados Unidos era equivalente al precio CIF del Boscán, que el DOE reportó mensualmente hasta 1994. Para obtener el precio FOB en Caripito, se le restaban al precio CIF los costos de transporte para el Boscán (reportados nuevamente por el DOE), aunque ajustados por un costo unitario de flete mayor en aproximadamente un tercio (debido a las restricciones de calado). Para obtener el precio FOB Morichal del crudo extra-pesado se resta al precio de la mezcla en el PTO el costo total del gasóleo de vacío (VGO) multiplicado por su proporción en la mezcla (15%). La cifra resultante de esta operación se divide entre 0.85, para dar un precio unitario.

438 El principal ducto para transportar crudo de la FPO era el que vinculaba Temblador con Caripito, de 146 kilómetros de largo y con capacidad de manejar 38 MBD de crudo calentado a 58°C (136 °F). Las otras rutas de evacuación eran el ducto Morichal–Punta Cuchillo, de 77 kilómetros de largo, y el ducto Quiriquire–Caripito, de 17 kilómetros de largo (Lagovenews, no. 3, Octubre de 1984: 4).

del hemisferio norte durante los meses de invierno (y la situación con los clientes contra-estacionales localizados más lejos, en el hemisferio sur, no era mucho mejor, debido a que las restricciones de calado encarecían masivamente el transporte).

**Para Lagoven, complementar la producción de la segregación comercial Morichal con la producción de Orimulsión para vender a termoeléctricas tenía sentido porque la demanda para propósitos de generación no estaba sujeta a variaciones de índole estacional, y porque la Orimulsión usaba un diluyente (agua) disponible en cantidades ilimitadas.** En principio, entonces, el nuevo producto se prestaba para mantener operando los pozos a capacidad, de forma constante. Además, como ya se ha señalado con anterioridad, el contenido de ácidos carboxílicos del crudo extraído de los pozos en los dos bloques era favorable para el método de producción desarrollado para la Orimulsión. Finalmente, **tras la deducción de costos variables (aunque no costos de capital), el precio a boca de pozo del crudo extra pesado utilizado para producir Orimulsión era comparable al que se podía obtener la mayoría de las veces que se vendía un cargamento de la segregación comercial Morichal** fuera de la temporada alta de asfalto, en el sentido de que ambos precios eran significativamente menores a cero (pero el primero era mucho más fácil de disfrazar que el segundo).<sup>439</sup>

Por todas estas razones no fue difícil para Lagoven tomar la decisión de adaptar y modificar los pozos en ambos bloques con miras a la producción a mayor escala de Orimulsión, la cual comenzó en febrero de 1987.<sup>440</sup> Como ya se vio, sin embargo, la introducción comercial del producto se demoró más, debido a que los primeros volúmenes de emulsión decayeron en el tubo. El problema tomó alrededor de un año para resolverse, a un costo considerable. Pero, finalmente, el primer cargamento “comercial” de Orimulsión (con un modesto volumen de 31 MB) se envió en mayo de 1988 a Japón.

439 Los precios entregados utilizados en el Gráfico G12.1 para calcular los precios a boca de pozo representan el promedio de precios de realización a lo largo de todo un año, para cada uno de esos años. Obviamente, los precios de realización para embarques enviados durante los meses de baja demanda de asfalto son bastante inferiores al promedio.

440 Zlatnar, op. cit.: 62.

## **Evolución temprana del mecanismo de precios y política comercial para la Orimulsión**

Un dato muy importante para comprender el proceso de gestación comercial de la Orimulsión es que, desde 1984, Mitsubishi había propuesto a Lagoven comprar crudo extra pesado del Orinoco para quemar en plantas termoeléctricas en Japón.<sup>441</sup> En este país, la generación eléctrica por medio de residual de alto azufre ciertamente disminuyó mucho después de los dos *shocks* petroleros, pero lo hizo menos brutalmente que en el resto de la OCDE<sup>442</sup> (dado que Japón también tenía que importar todo el carbón y gas natural que utilizaba para este propósito). Mitsubishi planteó a Lagoven valorar el crudo extra pesado sobre la base del precio entregado de residual de importación (un método de valoración similar en concepción al que se utilizaba para las importaciones japonesas de gas natural líquido). Sin embargo, la propuesta de Mitsubishi no satisfizo las expectativas de precio de Lagoven, ya que las deducciones aplicables por costos de transporte eran muy elevadas (el crudo solamente se habría podido transportar en buques con serpentín, de tonelaje muy limitado, dadas las restricciones de calado en Caripito o Puerto Ordaz, donde se habría tenido que cargar el crudo extra pesado).

Dos años después de que Mitsubishi hiciera este planteamiento, la situación había tomado un cariz muy distinto: el precio FOB implícito en la propuesta de Mitsubishi rebasaba en 50 por ciento al precio al cual llegó a cotizarse el crudo ligero dulce del Mar del Norte en el mercado spot. Ahora bien, a ojos de Lagoven, el que en 1986 ya no fuera posible vender crudo extra pesado a los japoneses a los precios que éstos habrían estado dispuestos a pagar menos de dos años antes era un hecho desafortunado, pero que no restaba méritos a Japón como el destino más lógico para el crudo extra pesado de la FPO en calidad de combustible. Antes que nada, cuando estalló la crisis de los netbacks en el mercado internacional, Japón seguía siendo –junto con Italia y, en menor grado, Portugal– el único país de la OCDE donde las plantas termoeléctricas de combustible líquido generaban electricidad para despacho en carga base, y no solamente atendían la demanda en

---

441 Brossard op. cit.: 173.

442 Paffenbarger, op. cit.: 35.

horas pico (en Japón, tanto la capacidad de generación dedicada a combustibles líquidos como la tasa de utilización de la misma se mantuvieron en niveles mucho más altos que en el resto de la OCDE ya que en este país desplazar petróleo con gas natural no representaba un ahorro significativo, dado que éste último combustible también tenía que importarse en la forma de gas natural licuado). Además, hasta bien entrada la década de los años noventas, las únicas termoeléctricas a base de combustible líquido equipadas con sistemas de desulfurización para gases de chimenea se encontraban en Japón (en el resto de la OCDE, en cambio, la operación esporádica de la capacidad instalada de generación a partir de combustibles líquidos no justificaba la instalación de sistemas de abatimiento de contaminantes, y el acatamiento de los estándares de emisiones en plantas a base de combustibles líquidos en dichos países se obtenía más bien alimentándolas con residuales de bajo contenido de azufre).<sup>443</sup> Por si esto fuera poco, Japón no imponía fuertes aranceles a las importaciones de combustibles residuales. Había finalmente otro factor de importancia secundaria que se pensaba podía hacer que el sector de generación japonés fuera particularmente receptivo a la solución tecnológica propuesta por Lagoven; a saber, la presencia en este sector de empresas que se contaban como los mayores y más aventajados usuarios de suspensiones de carbón en agua para la generación de electricidad.<sup>444</sup>

Dado el patrón de utilización de las plantas termoeléctricas en Japón, los dueños de éstas tenían la posibilidad de abatir costos de inmediato si lograban comprar un combustible que fuera aún más barato que el residual de alto azufre, y que no planteara demasiados problemas de manejo. Por lo tanto, **cuando Lagoven tomó la decisión de transformar las emulsiones experimentales en un producto comercial, una parte integral de dicha decisión fue la adopción de un mecanismo de precios en la cual el crudo extra pesado se valoraría en paridad con el carbón.** Huelga decir que, con este mecanismo, Lagoven y PDVSA estaban dando un giro de 180° respecto a los principios rectores que habían guiado la gestión política venezolana en materia de precios del petróleo desde cuando menos

---

443 Paffenbarger, op. cit.: 21.

444 New Energy and Industrial Technology Development Organization/Japan Coal Energy Center, Clean Coal Technologies in Japan. Technological Innovation in the Coal Industry. Tokyo, NEDO, 2006.

1917. Sin embargo, la lamentable innovación que representó este viraje no surgió de la nada, y se pudo llevar a cabo con la aprobación explícita del Ministerio.

En realidad, **el mecanismo de precios de la Orimulsión era una progresión lógica (aunque no por ello menos objetable) del esquema de valoración que Lagoven había concebido para el crudo extra pesado que pensaba quemar a manera de auto-consumo, para generar vapor destinado a estimular los pozos del proyecto DSMA. La innovación clave encarnada en la política de precios de la Orimulsión era que, gracias a ella, los beneficios económicos implícitos en la reducción del valor del recurso natural se pondrían a la disposición de las empresas consumidoras del producto (y de los consumidores de electricidad en los países desarrollados), y ya no solamente de PDVSA misma.** Con esto, el valor del recurso natural quedó así convertido en la variable de ajuste para asegurar la rentabilidad de proyectos de inversión (en este caso en particular, proyectos de reconversión de plantas de generación eléctrica en países miembros de la OCDE). Pero no puede dejar de decirse que **esta funesta innovación solamente pudo echar raíz porque, para cuando Lagoven la propuso, el Ministerio ya antes había dado el paso fatal de aceptar que se diera un valor ínfimo al recurso natural en aras de mejorar las economías de un proyecto de la compañía petrolera nacional: la producción de crudo extra pesado en los bloques J-20 y O-16. Y de allí a aceptar que se diera un valor ínfimo al recurso natural en aras de mejorar las economías de los proyectos de otros inversionistas, desde luego, había solamente un paso.** Además, para ese entonces –y como se explica más adelante en este informe– ya PDVSA (a través de Lagoven, de nuevo) había negociado y concluido con la empresa Veba el primer convenio de internacionalización, cuya esencia económica consistía en mantener a flote una refinería no rentable mediante descuentos aplicados al precio del crudo venezolano (o, lo que es lo mismo, mediante el sacrificio de la retribución patrimonial de la Nación).

Ahora bien, está claro que, para cuando Lagoven obtuvo el visto bueno para proceder con el proyecto Orimulsión, la mayoría de la gerencia de PDVSA y las otras filiales consideraba que este producto no merecía jugar más que un rol periférico en los futuros planes de expansión del sector petrolero venezolano (y lo mismo valía, de paso,

para los radicales principios de valorización para el recurso natural que la Orimulsión encarnaba). De hecho, la filial Maraven trató por todos los medios de ponerle zancadillas al proyecto. En buena parte, esta oposición se debía a la preocupación de un posible impacto negativo del nuevo producto sobre el mercado de residuales y, por extensión, sobre el precio de los crudos de peor calidad (de las tres filiales de PDVSA, Maraven era la que, con creces, producía el barril más pesado). Pero la postura de Maraven a este respecto también tenía mucho que ver con que la alta gerencia de esta filial veía como un verdadero exabrupto que el precio meta a boca de pozo para el crudo utilizado en la producción de Orimulsión fuera la ridícula suma de 2 USD/B. A final de cuentas, Lagoven logró cooptar a las otras filiales de manera bastante efectiva. Como recuenta Emma Brossard (una gran admiradora de la Orimulsión), “Lagoven quería vender Orimulsión tan pronto como fuera posible ... Dado que en esto encontraron cierta oposición del Ministerio, particularmente de Ulises Ramírez, Lagoven deseaba crear su propia compañía [*sic.*] para vender este nuevo combustible no sujeto a cuotas de la OPEP. Maraven y Corpoven, sin embargo, querían un pedazo de la acción, y fue así que Bitor S.A. fue creada por PDVSA”.<sup>445</sup>

La oposición interna contra la Orimulsión tampoco llevó a nada porque, **de forma más o menos contemporánea al lanzamiento comercial de la Orimulsión, en el seno de PDVSA se estaba gestando un relevo generacional que se tradujo en que la dirección efectiva de PDVSA cayera en manos de un grupo que buscó —y, durante la década de los años noventas, consiguió— convertir el principio de eliminar cualquier retribución patrimonial por el recurso natural en beneficio de los inversionistas en la piedra de toque de toda la estrategia y la gestión empresarial de PDVSA.** De hecho, el *capolavoro* de este grupo fue consagrar este principio en contratos de muy larga duración en los cuales PDVSA se erigió en garante de las condiciones fiscales en contra del gobierno de la República, todo ello en el marco de la política conocida bajo el nombre de *Apertura Petrolera*.

El núcleo de dicho grupo estaba compuesto por gerentes de Lagoven aunque, paradójicamente, las carreras profesionales de quienes eventualmente serían vistos como sus principales representantes y

---

445 Brossard, op. cit.: 174-5.

vocales se desarrollaron ya fuera en otras filiales de PDVSA (en especial Maraven), o bien en el *holding* mismo.<sup>446</sup> Sin embargo, todos aquellos miembros del tren ejecutivo de PDVSA que no venían de Lagoven interiorizaron plenamente el *ethos* de máxima producción y mínima contribución fiscal que prevalecía en esta filial, ya fuera por convicción o por conveniencia. Luis Giusti, en particular, en su hábil maniobrar político para alcanzar la presidencia de PDVSA, abandonó sumariamente las objeciones a la Orimulsión que había visto a lo largo de su carrera en Maraven, si bien el producto nunca fue gran santo de su devoción (sin embargo, a la fecha, Giusti continúa defendiendo a la Orimulsión, porque al final de cuentas este negocio era la piedra de toque de la estrategia de PDVSA de sacar a la FPO del sistema de cuotas de la OPEP).<sup>447</sup> Y, una vez que los *Aperturistas* se consolidaron en el mando de PDVSA, procedieron a tomar diversas medidas encaminadas a evitar que su visión pudiera ser cuestionada nuevamente desde el interior de la compañía (la más radical de estas medidas fue la reorganización de la empresa sobre la base de líneas de negocio, y la disolución de Lagoven, Maraven y Corpoven, las filiales verticalmente integradas descendidas de las antiguas concesionarias venezolanas).

### **La Orimulsión y la estrategia de maximización a ultranza de la producción**

Aunque la presidencia de PDVSA de Andrés Sosa Pietri generalmente es vista como el hito que marca el comienzo de la redefinición radical de la agenda política de la compañía, la verdad es que dicha redefinición estaba ya muy avanzada hacia el final de la segunda administración de su predecesor en el puesto, Juan Chacín. Como el mismo Sosa Pietri indica, en la asamblea de accionistas del 29 de diciembre de 1989 se había aprobado un ambicioso plan de mediano plazo para aumentar la capacidad de producción a 3.25 MMBD para 1995, con el “*ruego* de estudiar la posibilidad de adelantar esta meta a 1993 para

446 Véase José Enrique Arrijoa, *Cientes negros. Petróleos de Venezuela bajo la generación Shell*. Caracas, Los Libros de El Nacional, 1998.

447 El número de otoño de 2008 de *ReVista*. *Harvard Review of Latin America*, dedicado enteramente a Venezuela, contiene una sección dedicada a cuestiones petroleras (pp. 19-34). En las páginas dedicadas a la Orimulsión (pp. 27-8), Giusti alaba las bondades de este negocio.

llegar a un ‘potencial’ de 3.5 MMBD en 1995”.<sup>448</sup> Pero si bien es cierto que los elementos clave del “Plan Sosa” habían sido delineados con toda claridad desde antes que Sosa Pietri asumiera la presidencia de PDVSA, también lo es que este plan merece el nombre con el que ha pasado a la posteridad, ya que sin los esfuerzos de Sosa Pietri el progreso de la política de *Apertura Petrolera* en sus inicios habría sido mucho más incierto y lento. Sosa Pietri puede no haber sido el autor intelectual del plan, pero el tren ejecutivo de PDVSA aprovechó al máximo su indudable dinamismo y su condición de hombre venido de fuera de la industria para arrasar a los últimos bastiones que en el Ministerio todavía oponían alguna resistencia frente al embate político de PDVSA.

La Orimulsión constituye un muy buen ejemplo de la forma como Sosa Pietri interiorizó la agenda del tren ejecutivo de PDVSA, y luego enarboló sus banderas. En las palabras del propio Sosa Pietri, “Bitor había sido constituida por mis predecesores para producir y comercializar la Orimulsión ... *Una vez que me hube familiarizado con el proyecto y sus ventajas, le di mi apoyo inequívoco y entusiasta.* Como el Ministerio de Energía y Minas no lo veía con buenos ojos ...se negaba a asignarle áreas de explotación a Bitor; en vista de lo cual, utilizamos las asignaciones ya otorgadas a [Corpoven, Lagoven y Maraven] ... Bitor celebró con éstas contratos de explotación y se dedicó, por entero, a la comercialización”.<sup>449</sup>

**En términos de ingresos, el papel asignado a la Orimulsión en el Plan Sosa (y sus iteraciones posteriores) no era de primer orden.** Inclusive en términos volumétricos Sosa Pietri mismo nunca vio en el mercado para la Orimulsión algo más que un nicho (si bien un nicho con una dimensión absoluta bastante grande). En sus palabras, “la década de los ’90 ofrecía una ventana, tal vez única, para introducir este combustible [la Orimulsión], especie de carbón líquido, pero con las propiedades caloríficas de los carbones de la mejor calidad. Había un mercado, *limitado eso sí*, pero suficiente para asegurar, en competencia con el carbón, la colocación de cerca de 1.5 millones de barriles diarios de crudo de menos de 10° API”.<sup>450</sup> Estas líneas ciertamente son

448 Andrés Sosa Pietri, *Petróleo y poder*. Caracas, Editorial Planeta Venezolana, 1993: 97; cursivas nuestras.

449 *Ibid.*: 120–1; cursivas nuestras.

450 *Ibid.*: 120; cursivas nuestras. Nótese, de paso, como Sosa Pietri no hace nin-

muy reveladoras de la intensidad de la obsesión de la vieja PDVSA por los volúmenes de producción: ¡el volumen de 1.5 MMBD que Sosa tildaba de “limitado” hubiera representado nada menos que el 20 por ciento de una producción total de crudo de 7 MMBD (la meta volumétrica de mediano plazo del Plan Sosa), y era superior en 32 veces a la producción de crudo extra pesado para preparar Orimulsión registrada en 1992!

**El proyecto Orimulsión encarna, mejor que ningún otro, la radical visión antinacional de la PDVSA de entonces.** ¿A qué se atribuye este carácter emblemático a la Orimulsión? Sencillamente, a que **la estrategia de PDVSA planteaba una expansión descomunal en la producción de Orimulsión aún cuando la alta gerencia de la compañía ya estaba plenamente consciente de que:**

- **la rentabilidad de la opción de mezclar crudo extra pesado con crudos más ligeros había mejorado enormemente** (gracias a los descubrimientos en El Furrial y otros campos), y al poco tiempo habría de mejorar aún más, merced a los avances tecnológicos en materia de perforación horizontal y
- **habían desaparecido definitivamente las perspectivas comerciales para las emulsiones inversas en el sector de refinación, al comprobarse que no era posible romper dichas emulsiones de una forma que fuera a la vez económicamente viable y ecológicamente aceptable**<sup>451</sup>, máxime en vista del endurecimiento progresivo de la legislación ambiental de países desarrollados en relación a los efluentes de refinerías.

O sea, a pesar de que el proyecto ya no podía justificarse como un sacrificio **comercial transitorio en aras del desarrollo de un nuevo tipo de insumo de refinación, y a sabiendas también que era perfectamente posible –y rentable– vender el crudo extra pesado utilizado en la manufactura de la Orimulsión a precios muy superiores** (como componente de segregaciones comerciales pesadas

---

guna referencia al mítico bitumen natural y siempre afirma que la Orimulsión se preparaba con crudo extra pesado.

451 Cuando BP admitió que el problema era irresoluble, no solamente abandonó el proyecto de Wolf Lake sino que se retiró por completo de las arenas bituminosas de Alberta.

–Merey, Leona– orientadas a refinerías de alta conversión), **el tren ejecutivo de la compañía petrolera estatal decidió, sin miramientos, que los venezolanos tendrían que absorber el brutal sacrificio (y desperdicio) económico que representaba la venta del petróleo de la Nación a precio de carbón, porque era solamente produciendo Orimulsión que se podía expandir al *máximo* la producción exportable de hidrocarburos líquidos en Venezuela.**

La clave para encuadrar a la Orimulsión en el contexto de la estrategia de maximización a ultranza del volumen de producción exportable de hidrocarburos líquidos radica en comprender la siguiente intuición: **dado que los crudos extra pesados no son comercializables en su estado virgen, la magnitud potencial de la cuota de mercado que dichos crudos pueden aspirar a satisfacer en un momento dado siempre será función, ante todo, de la disponibilidad de diluyente.** A su vez, dicha disponibilidad será función del precio de mercado que se pueda obtener por estas mezclas de diluyentes y crudo extra pesado (o bitumen natural, en el caso de Alberta).

En escenarios de precios bajos para las mezclas, los diluyentes utilizables tenderán a ser hidrocarburos disponibles localmente a costos tolerablemente bajos (crudos ligeros en el Oriente de Venezuela, o corrientes de líquidos del gas natural o condensados en Alberta y Saskatchewan), y el máximo volumen de producción de mezclas se encontrará en el punto en el cual el ingreso marginal asociado a cierto incremento en la producción total de crudo extra pesado o bitumen natural sea igual al costo marginal derivado de degradar el volumen de hidrocarburos de mejor calidad que es necesario para diluir a los de peor calidad. En la medida que el precio de las mezclas se encarezca respecto al precio de los diluyentes –o, lo que es lo mismo, que el diferencial de precios entre productos ligeros y productos pesados se cierre– la oferta de diluyentes obviamente tenderá a aumentar (ya sea porque se utilice un volumen mayor del diluyente disponible localmente o bien porque se utilicen otros diluyentes más caros, traídos desde más lejos). Y en la medida ya sea que la disponibilidad de diluyente sea insuficiente (como sucede en Alberta, donde la disponibilidad del diluyente más barato se ve afectada negativamente por una producción de gas natural decreciente)<sup>452</sup> o bien que los precios tanto de

---

452 Richard Marshall y Larry Fisher, *Western Canada Crude Oil Production Out-*

las mezclas como de los diluyentes aumenten, existirá un incentivo económico para transformar industrialmente al crudo extra pesado y bitumen natural, mediante procesos de refinación, en hidrocarburos más ligeros —crudos mejorados y crudos sintéticos, respectivamente— que no requieran de dilución para su transporte, venta y refinación (un mejorador o planta de producción de crudo sintético, en su esencia económica, puede concebirse como un proyecto de producción que genera su propio diluyente mediante la aplicación intensiva de capital, a un costo que varía de acuerdo al incremento en calidad que se desea obtener para el crudo mejorado o sintético). Desde luego, dada la inversión masiva que supone la construcción de una planta mejoradora o de crudo sintético, esta opción en principio solamente es atractiva en escenarios de precios relativamente altos (de allí la proliferación de plantas de crudo sintético en Alberta en años recientes).

A la luz de los planteamientos hechos arriba, examinemos los planes de expansión de la producción de la vieja PDVSA, los cuales contemplaban un aumento muy significativo en la producción, tanto de crudo convencional como de crudo extra pesado, durante el periodo 1997–2015. Aún cuando se esperaba que este aumento en la producción y exportaciones venezolanas llevara a un marcado descenso en el precio internacional del crudo, la gran mayoría del volumen incremental de crudo extra pesado se exportaría bajo la forma de crudo mejorado. De esta manera, el aumento en la producción de extra pesado **no** se traduciría en una mayor demanda de diluyente (y, consecuentemente, en una reducción en el crudo ligero disponible para exportación). Pero si bien son bastante evidentes las razones por las cuales PDVSA deseaba maximizar sus exportaciones de crudo ligero, es igualmente claro que el escenario de precios asociado a sus planes de producción no era conducente a incentivar proyectos de mejoramiento (cuyos altos requerimientos de inversión, como se explicó arriba, se pueden amortizar mejor en escenarios de precios altos) y, por lo tanto, no era congruente con el objetivo de eliminar restricciones en el volumen disponible de crudo ligero para exportación.

¿Cómo superó la vieja PDVSA este escollo? Con un sencillo recurso: reduciendo a la mínima expresión el aporte fiscal de los proyectos de mejoramiento —aplicando una tasa de regalía de 1 por ciento y la

tasa no petrolera para efectos del cálculo del impuesto sobre la renta, y permitiendo múltiples y abusivas deducciones que casi eliminaban las de por sí exiguas obligaciones de impuesto sobre la renta— de forma que éstos fueran muy rentables para los inversionistas aún en escenarios de precios muy bajos. O, para decirlo con todas sus letras, el escollo se superó a costillas de la retribución que la Nación recibe a cambio de la liquidación de su patrimonio. En este sentido, vale la pena pensar que, en vísperas de que el MENPET instrumentara la medida que inauguró la política de Plena Soberanía Petrolera (el aumento en la tasa de aplicable de regalía de 1 a 16.67 por ciento en octubre de 2004), si la producción de los proyectos integrados de mejoramiento de la FPO del Orinoco —casi 600 MBD de crudo extra pesado!— hubiera cesado por completo, el ingreso fiscal del gobierno venezolano hubiera sufrido una mella apenas perceptible.

A riesgo de abusar de las metáforas arquitectónicas, se puede decir que **si bien la Orimulsión no era la piedra angular de la estrategia expansionista de PDVSA, ciertamente era el detalle final que remataba todo el edificio de producción sin control que buscaba erigir el tren ejecutivo de la compañía. Después de todo, aún cuando se estuviera ocupando toda la capacidad de mejoramiento disponible, y exportando todo el crudo convencional posible, gracias a la Orimulsión era posible producir todavía un poco más de crudo extra pesado, porque dicha producción podía diluirse (o, mejor dicho, emulsionarse) ya no con un hidrocarburo natural o manufacturado, sino con agua.** Desde luego, la manufactura de Orimulsión implicaba una pérdida económica descomunal en términos de la valoración de los recursos petroleros de la Nación, porque el producto se tenía que vender a paridad calorífica con el carbón. Sin embargo, para el tren ejecutivo de PDVSA, esta pérdida no era motivo de especial preocupación ya que, como ya se ha dicho, el imperativo de producir cuanto petróleo crudo fuera posible tenía mucho más peso en la balanza estratégica de la compañía.

Como se podrá apreciar fácilmente, las mejoradoras de la FPO y la Orimulsión eran muy similares en cuanto a sus desastrosos efectos sobre el erario nacional. Esto obedece en gran parte a que los dos tipos de proyecto compartían el mismo objetivo último: poner los recursos petroleros venezolanos a disposición de los consumidores en los grandes países industrializados del mundo, de tal forma que fueran estos

últimos –y no la Nación venezolana– quienes derivaran el máximo provecho económico de los mismos.

Según la estrategia de PDVSA, los países consumidores habrían de beneficiarse principalmente a través de los precios bajos que sobrevendrían –como se demostró en 1998–99– como una consecuencia inevitable de la adopción de una política de producción desenfrenada por parte de un país que era miembro fundador de la OPEP. Así, en diciembre de 1997, un par de altos gerentes de PDVSA –desafortunadamente anónimo– declaró abiertamente que la estrategia de la compañía buscaba hacer bajar a los precios internacionales del crudo a un nivel que forzara el cierre masivo de pozos marginales en los Estados Unidos, entre otras cosas.<sup>453</sup> Adicionalmente a esto, los proyectos de mejoramiento aumentarían las ganancias de las transnacionales con acceso a los inmensos recursos de crudo extra pesado de Venezuela, ya que podrían extraerlo y venderlo esencialmente sin tener que pagar impuestos por el privilegio. Los proyectos de Orimulsión, por su parte, aumentarían las ganancias de empresas eléctricas en estos mismos países, ya que éstas podrían generar electricidad con una estructura de costos similar a la que tendrían quemando carbón, pero sin tener que lidiar con las numerosas desventajas asociadas a este otro combustible fósil.

Lo anterior quiere decir que, para los inversionistas extranjeros, los beneficios de los proyectos de mejoramiento se manifestarían bajo la forma de ingresos extraordinarios, mientras que lo harían bajo la forma de ahorros extraordinarios en el caso de la Orimulsión. Como se puede apreciar, ésta es una distinción menor, la cual ciertamente no cuadra con la ficción –que todavía goza de popularidad entre muchos de los apologistas de la Orimulsión– según la cual la Orimulsión constituye un ejemplo de un proyecto de desarrollo guiado por criterios auténticamente nacionalistas (a pesar de que fue concebido e implementado por Lagoven, punta de lanza de la política de *Apertura*), en contraste con los criterios “entreguistas” que motivaron e impulsaron los proyectos de mejoramiento en la FPO.

---

453 The Oil Daily, 3 de diciembre de 1997: 1

## La Orimulsión y la conservación de los recursos petroleros de Venezuela

El control estatal de la producción petrolera, por los motivos –íntimamente relacionados– de conservación y de precio, no podía ser más que anatema para la vieja PDVSA, con su visión de que era una *Corporación Energética Global* (y no nacional) y su obsesión con la idea de maximizar a cualquier costo la participación del crudo venezolano en el mercado petrolero internacional. Esto explica en gran medida el resentimiento, rayano en lo patológico, que la vieja PDVSA siempre albergó contra la OPEP. Esta hostilidad se justificaba con el argumento de que los miembros árabes de la organización –a cuyas filas la Meritocracia a veces agregaba a los iraníes e inclusive hasta los nigerianos– siempre se las ingeniaban para confabularse entre sí, con el fin de frustrar las legítimas aspiraciones de crecimiento y desarrollo de la industria petrolera de Venezuela.<sup>454</sup>

La postura anti-OPEP (y anti-árabe, dicho sea de paso) de PDVSA alcanzó su expresión más patológica durante la gestión de Luis Giusti al frente de la compañía. Según Giusti, Venezuela fue materialmente forzada a romper con la OPEP como consecuencia de las acciones que los demás países miembros tomaron a raíz de la invasión iraquí a Kuwait y sus secuelas en el mercado petrolero internacional: “la cuota OPEP de Venezuela era de 2.35 MMBD y todo el mundo se la tragaba como un purgante. En 1991 quedaron fuera del mercado 3 MMBD, de los cuales 2 MMBD los tomó Saudi Arabia. La confrontación con ese país nació por eso. A Venezuela no se le permitía incrementar su cuota”.<sup>455</sup> De hecho, Giusti consideraba que el problema central de la política petrolera internacional venezolana era que ésta buscaba “mantenerse en una OPEP en la que casi éramos esclavos de Arabia Saudita, como si fuéramos unos miembros más del Consejo del Golfo, sin pensar en el futuro de una Venezuela que tiene que crecer, multiplicarse e instrumentar una serie de cambios [*sic.*]”.<sup>456</sup>

Huelga decir que la visión de la OPEP de Giusti era pura fantasía.

454 Durante la década de los años novecientos ochentas, las políticas de producción de Abu Dhabi, Dubai y Kuwait y la guerra Irán-Irak causaron mucho más daño a la OPEP que las estrategias anti-OPEP de PDVSA.

455 El Universal, 30 de abril de 2006.

456 En entrevista a Arrijoja, op. cit.: 173.

En 1991, Venezuela respondió a la crisis del Golfo incrementando su producción a su máxima capacidad, igual que todos los demás países de la organización, incluyendo Arabia Saudita (solamente que la capacidad de producción ociosa de este país –aproximadamente 2 MMBD– excedía con creces a la que estaba a disposición de Venezuela). Más adelante, durante la década de los años noventas, Venezuela sin duda enfrentó dificultades para colocar sus volúmenes de exportación de crudo, pero éstas obedecían ante todo a la situación de mercado anómala derivada del régimen de sanciones contra Irak, y del crecimiento de la producción en ciertas regiones no OPEP. En todo caso, los demás países miembros de la OPEP se vieron aquejados por problemas semejantes, al grado que la organización misma desarrolló un caso agudo de parálisis institucional en lo concerniente a decidir e instrumentar cambios en las cuotas de los países miembros. Finalmente, hay que aclarar que los sacrificios volumétricos que el sistema de cuotas impuso a Venezuela siempre fueron mucho más modestos, tanto en términos absolutos como en términos relativos, que los que tuvieron que absorber otros países, ante todo Arabia Saudita (especialmente cuando este país asumió el papel de fiel de la balanza de oferta y demanda mundiales durante el periodo 1982-1986).

A la luz de estas reflexiones, resulta tentador tildar a las opiniones de Giusti respecto a la OPEP como sintomáticas de sendos complejos de inferioridad y persecución exacerbados por el celo de este personaje por responder no tanto a la “mano invisible” del mercado sino a los lineamientos trazados por el “dedo invisible” de instituciones supranacionales como la AIE o el Banco Mundial (por no hablar de los gobiernos de los grandes países consumidores). Sin embargo, la cuestión es bastante más complicada que esto, como se puede apreciar al examinar las circunstancias en las que tuvo lugar la ya referida disputa de los condensados. Este episodio revela claramente que **la meritocracia de la vieja PDVSA tenía una objeción de fondo no tanto hacia la OPEP o hacia la composición de ésta, sino hacia la idea misma de que el Estado venezolano tuviera algo que decir sobre las decisiones de producción de la industria petrolera en el país.** Y, en buena medida, la *Apertura Petrolera* puede caracterizarse como una iniciativa cuyo objetivo último era liberar a la industria petrolera de cualquier restricción derivada de la tutela reguladora del gobierno en lo que a producción se refiere (como se explica en mayor detalle

más adelante, la *Apertura* tenía una importante dimensión impositiva, en el sentido que buscaba reducir al mínimo la participación fiscal del estado en los beneficios de la industria, pero esta dimensión a fin de cuentas se puede traducir también en términos de producción, ya que una industria poco fiscalizada enfrenta costos mucho menores y, *ceteris paribus*, produce más).

En la práctica, para alcanzar este objetivo, PDVSA debía superar obstáculos formidables. De alguna manera, PDVSA tenía que ingeniárselas para que el gobierno venezolano aceptara tratar al petróleo como una mercancía cualquiera y abdicara un derecho de regulación de las tasas de explotación de recursos naturales agotables (fueran o no renovables), el cual tiene un carácter eminentemente soberano (derivado del papel económico de excepción que juegan los recursos naturales agotables, en su calidad de medios de producción no producidos) que es reconocido universalmente, inclusive en el marco tanto del Acuerdo General sobre Aranceles y Comercio (GATT) como de la Organización Mundial de Comercio (OMC). Para apreciar la enormidad de estas pretensiones, basta pensar que los países desarrollados nunca han contemplado —ni contemplarían— renunciar al derecho de regular *su* propia producción de hidrocarburos, con todo y que ellos no dependen de los ingresos fiscales petroleros para su subsistencia (contrariamente a Venezuela), y no obstante que están interesados en que se produzcan los mayores volúmenes posibles de petróleo en el menor tiempo posible. De hecho, los gobiernos de estos países **no** están a favor de que la producción de hidrocarburos se lleve a cabo sin ningún tipo de restricción, ya que están conscientes de que el funcionamiento del mercado petrolero como medio de difusión de señales de precio e inversión solamente es posible en el marco de un sistema de cuotas de producción (recuérdese la angustiada visita de George Bush padre, a la sazón vicepresidente de los Estados Unidos, a Arabia Saudita en medio de la crisis de precios de 1986). Sin embargo, estos gobiernos ciertamente nunca han estado conformes con el hecho de que, a partir del momento en que la producción petrolera en los Estados Unidos llegó a su pico y comenzó a declinar, la administración del sistema de cuotas haya pasado a manos de países subdesarrollados, cuyas decisiones de producción responden a intereses soberanos que rara vez están plenamente alineados con los intereses de los países consumidores. La preferencia de los países desarrollados sería la de sustituir este sistema

—centrado en la OPEP— con uno en el cual los países consumidores tuvieran voz y voto (¡de calidad!), tal como sucedía implícitamente en las épocas doradas de las Siete Hermanas o explícitamente en el caso de los *commodity agreements* que regulaban el mercado de ciertos minerales, en particular el estaño.<sup>457</sup> Es en contra de estas pretensiones que se deben de interpretar las persistentes iniciativas de que la OPEP se subsuma dentro de la OMC como un *commodity agreement* más. Y sobra decir que la deserción de Venezuela de la coalición OPEP era un paso preliminar, de gran importancia práctica y simbólica, en este proceso de traslación del centro de gravedad del sistema internacional de cuotas de producción de petróleo.

Es obvio que, al no estar Venezuela inserta en una estructura colonial de dominación (o subyugada militarmente, como hoy lo está Irak), una abdicación de facultades reguladoras por parte del gobierno venezolano como la descrita arriba solamente podía concretarse *de facto*, jamás *de jure*. Por lo tanto, PDVSA buscó asegurar esta abdicación **pretendiendo que una parte del petróleo extraído del subsuelo no era un hidrocarburo petrolero, amén de que estaba disponible en volúmenes virtualmente infinitos. Esgrimiendo estas razones**, respaldadas por la supuesta determinación que los organismos oficiales internacionales de clasificación arancelaria hicieran del carácter no petrolero de la Orimulsión, **PDVSA buscó sustraer a la FPO de las facultades de dominio eminente del estado venezolano en materia de regulación de la tasa de explotación de recursos petroleros.** Este objetivo se plasmó con claridad meridiana en las exposiciones de motivos de las asociaciones de PDVSA con inversionistas privados para producir Orimulsión, las cuales rezan se la siguiente manera: “*en virtud de que organismos oficiales internacionales de clasificación arancelaria*

---

457 Las características principales de este tipo de acuerdos son las siguientes. Primero, el acuerdo es entre gobiernos, y no entre compañías. Segundo, los votos y cuotas de productores y consumidores se determinan en proporción a su producción y consumo, respectivamente. Tercero, el acuerdo se opera a través de un consejo ejecutivo responsable a una junta de gobernadores proveniente de cada país miembro. Cuarto, los precios de referencia son compromisos negociados entre consumidores y productores. Quinto, el acuerdo se respalda con inventarios financiados por los miembros (y otras instituciones) y manejados por una oficina especializada, así como por un sistema de cuotas de producción y/o exportación (véase Phillip Crowson, Astride Mining. Issues and Policies for the Minerals Industry. London, Mining Journal Books Ltd. 2003: 155–160).

*han dictaminado que la Orimulsión es un hidrocarburo no petrolero, los niveles de producción de bitumen natural destinados a la elaboración de Orimulsión ... no se considerarán sujetos a los compromisos internacionales de la República de Venezuela derivados de su participación en organizaciones internacionales”.*<sup>458</sup> Independientemente de esto, **el tren ejecutivo de la vieja PDVSA (a través de Bitor) en diversas ocasiones incorporó en los acuerdos comerciales de Orimulsión previsiones diseñadas expresamente para coartar la facultad del gobierno venezolano de regular la industria petrolera del país.** Por ejemplo, la sección 15.3 del contrato de suministro para la central de Dalhousie estipulaba que las partes acordaban que “las restricciones de producción o exportación de Orimulsión impuestas por autoridades gubernamentales venezolanas no serán consideradas causas aceptables de Fuerza Mayor ... En el caso poco probable de que dichas restricciones sean impuestas ... el Vendedor tendrá que sustituir ... el suministro de Orimulsión con un Combustible Sustituto ... con el mismo compromiso de entrega que la Orimulsión y con un precio acorde ... por el período de tiempo requerido por el Comprador para depreciar su equipo conforme a la práctica financiera normal.”<sup>459</sup> El contrato de Bitor America Corporation (BAC) con Florida Power and Light (FPL) —que fuera firmado por las dos partes y que afortunadamente nunca entró en vigor debido a que el gobierno de Florida vetó el uso de Orimulsión en ese estado— iba aún más lejos (y, de paso, identificaba claramente el tipo de autoridades gubernamentales que la vieja PDVSA consideraba *sí* debían tener injerencia en decidir los destinos de la industria petrolera venezolana). La cláusula 10.3.2 de dicho contrato rezaba: “en el caso que cualquier Autoridad Gubernamental **que no esté en los Estados Unidos** imponga Leyes y Regulaciones que tengan el efecto de impedir que BAC entregue Orimulsión, BAC tendrá que entregar [combustible residual] de cualquier parte del mundo, al precio de la

458 “Acuerdo de asociación para el desarrollo de Orimulsión entre Bitor, Conoco...”, Art. 2, cláusula undécima; cursivas nuestras.

459 Agreement between the New Brunswick Electric Power Commission and Bitor America Corporation for the Long-Term Supply of Orimulsion to the Dalhousie Station: 47. A la luz de cláusulas como ésta, luce muy ingenua la afirmación de Requena en el sentido de que, “si el problema de Orimulsión era uno de precios, sólo bastaba reformular los contratos de suministro para alcanzar mejores condiciones de comercialización del producto” (op. cit.: 182).

Orimulsión, durante el período de vigencia remanente del contrato ... Si BAC se viera impedido por dichas Leyes y Regulaciones de entregar tanto Orimulsión como [combustible residual], FPL tendrá el derecho de terminar el contrato ... y BAC pagará los cargos de terminación aplicables”.<sup>460</sup>

Finalmente, por lo que toca a los convenios de servicios operativos y acuerdos de asociación, ya se ha explicado que las partes contratantes en estos acuerdos (PDVSA y sus socios extranjeros) supuestamente reconocían el derecho soberano del Estado en materia de regulación de la producción de hidrocarburos pero, en la práctica, contenían cláusulas expresamente concebidas para limitarlo. Estos contratos estipulaban que una decisión gubernamental de restringir o limitar la producción de hidrocarburos sería válida solamente cuando ésta hubiera sido tomada en el marco de un tratado internacional del cual Venezuela fuera una parte contrayente (el único contrato que mencionaba a la OPEP por nombre era el del campo Boscán). Como se sabe, en caso de que la restricción de producción no cumpliera con este requerimiento, los socios extranjeros de PDVSA podían exigir a esta última que les indemnizara por los daños atribuibles a la acción gubernamental. Como ya se explicó antes, PDVSA hizo todo de su parte para dejar por sentado que lo que se producía en la FPO era bitumen natural. Dado que Venezuela no es parte contrayente de ningún tratado internacional para regular la producción de bitumen natural, lo que se pretendía con esta charada era que el gobierno venezolano en turno asumiera que cualquier intento de su parte por restringir la producción de las asociaciones potencialmente desencadenaría procedimientos judiciales en extremo riesgosos y problemáticos.<sup>461</sup>

A la luz de lo anterior, queda bien claro que, como apuntara el Ministro Rafael Ramírez en un discurso dirigido a la Asamblea Nacional, en el fondo todo el teatro de que el crudo extra pesado era más

---

460 Orimulsion Fuel Supply Contract between Bitor America Corporation and Florida Power and Light Dated April 15, 1994: 70; cursivas nuestras.

461 Este argumento, de hecho, puede encontrarse en la demanda que ExxonMobil interpuso contra Venezuela ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI): Mobil Corporation Venezuela Holdings B.V., Mobil Cerro Negro Holdings, Ltd., Mobil Venezolana de Petróleos Holdings, Inc., Mobil Cerro Negro, Ltd., Mobil Venezolana de Petróleos Inc. v. the Bolivarian Republic of Venezuela, ICSID Case # ARB/07/27.

bien bitumen natural “era una estrategia anti-OPEP, de volúmenes versus precio”, predicada sobre el supuesto de que “ese bitumen podía explotarse de manera ilimitada e inundar el mercado con grandes volúmenes *de Orimulsión o de crudo sintético*, como inmediatamente se apresuró a mencionarlo la Agencia Internacional de Energía”.<sup>462</sup> **En el contexto de esta estrategia, la idea siempre fue que la Orimulsión funcionaría como un proyecto de avanzada, cuya consolidación y éxito abriría espacios para retirar de la tutela regulatoria del estado venezolano, con los mismos medios y argumentos, una proporción siempre mayor de la creciente producción de hidrocarburos pesados de la FPO** (y, en una etapa posterior, quizás hasta una parte de la producción de hidrocarburos ligeros, porque no hay que olvidar el intento frustrado de PDVSA de reclasificar parte de su producción de crudo ligero como condensados, tampoco sujetos a la cuota OPEP).<sup>463</sup> Desde un punto de vista político, el carácter emble-

462 Discurso del ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo y presidente de PDVSA, Rafael Ramírez, en la Asamblea Nacional, con motivo del Arbitraje PDVSA – ExxonMobil, Caracas, 14 de Febrero de 2008; cursivas nuestras.

463 Dado el destacado papel que jugó BP en el surgimiento del negocio de la Orimulsión, no se puede dejar de citar la forma en que esta compañía recurrió a una manipulación de definiciones similar para reducir sus obligaciones fiscales en Colombia. La posición de BP – respaldada, sorprendentemente, por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia – era la siguiente: “bajo el contrato de asociación Piedemonte, tratándose de yacimientos de condensado, en donde se producirán los hidrocarburos diferentes, condensado y gas, el ‘hidrocarburo principal’, para efectos de la aplicación de la tabla sobre distribución de la producción [y la liquidación de la regalía], es el gas producido para venta y no el condensado (carta del vicepresidente de BP Exploration Company (Colombia) Ltd., Dr. Iain C. Conn, al vicepresidente de Operaciones Asociadas de Ecopetrol, Dr. Ismael Enrique Arenas, con fecha abril 15 de 1997, citada en David Turbay Turbay, *Petróleo o la nueva magia de El Dorado*. La Contraloría General de la República frente al contrato de asociación Piedemonte. Bogotá, Contraloría General de la República, 1999: 28). El sustento de dicha posición supuestamente era que en el Decreto 1895 de 1973, el condensado se definía como un hidrocarburo que se encontraba “en fase gaseosa dentro del yacimiento ...[por lo que] el condensado es un gas y que en la etapa de producción, no obstante en la superficie el condensado sea líquido, debe sumarse a la producción de gas, a efectos de aplicar la tabla de distribución [y calcular el pago de regalías]” (ibid.: 24). La Contraloría General de la República de Colombia, encabezada en ese entonces por David Turbay Turbay, impugnó esta interpretación y, de paso, señaló que no había ninguna disposición legal que facultara al Ministerio de Minas y Energía para determinar administrativamente cuál era el hidrocarburo principal en un contrato de asociación (ibid.: 27). Según los cálculos de la Contraloría, la interpretación del contrato y la ley por parte de BP, respaldada tanto por Ecopetrol como por el Ministerio de Minas y Ener-

mático de la Orimulsión y su supuesta elaboración mediante bitumen natural obedece a que, como declarara un alto funcionario anónimo de PDVSA a la revista *Energy Economist* antes de que comenzara en serio el proceso de *Apertura*, “los primeros 100,000 bd de gasolina reformulada producida a partir de *bitumen* convertirán a Venezuela en la mayor provincia petrolera del mundo”.<sup>464</sup> Esta gasolina, desde luego, habría de producirse bajo condiciones fiscales que quizás hubieran hecho de Venezuela una de las provincias petroleras más pobres del mundo, en términos relativos. Pero eso era algo que nunca le quitó el sueño al tren ejecutivo de la vieja PDVSA, ni a sus cómplices en las altas esferas políticas de la IV República.

Venezuela nunca hizo un planteamiento formal antes los otros países miembros de la OPEP, ya fuera de forma individual o en conjunto, respecto a las razones por las cuales los crudos extra pesados producidos en la FPO habrían de excluirse de su cuota de producción. Dicho planteamiento difícilmente hubiera prosperado, cuando se piensa que en el reporte del grupo de expertos convocado para dirimir la Disputa de los Condensados se hacía notar que, si bien “la información sobre emulsiones de crudo [era] todavía muy escasa porque el desarrollo de esta tecnología todavía est[aba] en su etapa inicial”, existía una opinión bastante difundida en la industria en el sentido de que “las cantidades de crudo extra pesado que podrían colocarse en el mercado [en forma de emulsiones] podrían volverse significativas en el futuro y podrían, por lo tanto, influir sobre las perspectivas a largo plazo del balance de oferta y demanda”.<sup>465</sup> En vista de ello, el grupo de expertos propuso tentativamente que “aquellas cantidades de crudo extra pesado que pudieran comercializarse como emulsiones de crudo deberían ser consideradas como parte de la cuota de los Países Miembros que las produjeran sobre la base del crudo extra pesado en dichas emulsiones”.<sup>466</sup>

Huelga decir que, para el tren ejecutivo de PDVSA (y más aún,

---

gía, se tradujeron en pérdidas fiscales para Colombia superiores a los 2,000 MMUSD.

464 *Energy Economist*, Diciembre 1991: 19; cursivas nuestras.

465 OPEC Secretariat, Report of Member Countries' Experts on the Definition of Certain Technical Terms to the 83rd Meeting of the Conference. Vienna, 2nd-9th June, 1988. OPEP, Viena, 1988 (mimeo): 11.

466 *Ibid.*: 12.

para el de Lagoven), esta conclusión, aún cuando fuera tentativa, era tanto preocupante como inaceptable. Por ende, con el fin de prevenir que arraigara en la OPEP, unos meses antes ya PDVSA había convencido al titular del Ejecutivo Nacional, Jaime Lusinchi, para que en su memoria y cuenta al Congreso Nacional de 1988 anunciara que “el nuevo combustible Orimulsión se ... [comercializaría] mundialmente y ... por estar constituido con bitumen natural ... [estaría] fuera de las cuotas de producción de la OPEP”.<sup>467</sup> Bitor se constituyó formalmente el 20 de agosto del mismo año y, a partir de ese momento, PDVSA comenzó a reportar los volúmenes de crudo extra pesado dedicados a la formación de Orimulsión como parte de la producción de “condensados, líquidos del gas y *líquidos no convencionales*” de Venezuela. Además, dado el supuesto carácter de hidrocarburo no petrolero de la Orimulsión, PDVSA reportaba la producción de la misma a la AIE, pero no a la OPEP. Ésta última solamente se enteraba de la producción de Orimulsión cuando la AIE publicaba sus cifras mensuales de producción mundial de hidrocarburos líquidos.

Como se puede apreciar, en el proyecto Orimulsión (de una forma similar a como había hecho en el caso de Disputa de los Condensados), el tren ejecutivo de PDVSA instrumentó de manera unilateral su estrategia de sustraer los volúmenes dedicados a la formación de Orimulsión de la cuota de producción de Venezuela (y fue PDVSA –y no el Ministerio– quien decidió cuáles volúmenes contarían y cuáles no para propósitos de la observancia de la cuota OPEP de Venezuela). Ahora bien, a diferencia de lo que sucedió en ocasión de la Disputa de los Condensados, estas acciones unilaterales de PDVSA no desembocaron inmediatamente en un conflicto abierto en el seno de la OPEP, ante todo porque los volúmenes involucrados eran modestos pero también porque, en esos momentos, la OPEP era presa de un agudo caso de parálisis política, atribuible a la guerra entre Irán e Irak, y sus consecuencias en el Medio Oriente. Pero no puede caber

---

467 Aníbal Martínez, *Cronología del petróleo venezolano hasta 1999*. Caracas, Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED)/PDVSA, 2000: 384. Está claro que PDVSA logró obtener el apoyo decisivo del presidente Lusinchi para la Orimulsión (y otras iniciativas igualmente problemáticas, como el reinicio del programa de internacionalización) merced, en gran medida, a la confianza que le inspiraban a éste sus lazos de parentesco con el entonces presidente de la corporación, Juan Chacín.

ninguna duda que, en la medida que la producción no regulada en la FPO fuera haciéndose cada vez más significativa, la confrontación entre Venezuela y los demás miembros de la OPEP se habría vuelto inevitable, máxime porque estos hidrocarburos se extraían de reservas que tanto PDVSA como el gobierno venezolano todavía clasificaban como petróleo crudo. Aún después de la reclasificación de las reservas de Bitor (por virtud de la cual el Ministerio aceptó formalmente “que se reclasifiquen las reservas de los yacimientos del Miembro Morichal como bitumen natural y se mantengan como extra pesado las reservas de los yacimientos de los miembros Jobo y Pílon”)<sup>468</sup>, la adhesión de Venezuela a los acuerdos alcanzados en el seno de la OPEP habría planteado dificultades progresivamente más grandes ya que, como apuntara Bernard Mommer en su oportunidad, “los barriles ... sujetos a la cuota OPEP [habrían sido] precisamente aquéllos con la mayor contribución fiscal, haciendo cualquier recorte de volúmenes cada día más doloroso”.<sup>469</sup>

A fin de cuentas, a raíz de la desaceleración coyuntural en el crecimiento de la demanda petrolera mundial producto de la crisis financiera en países del Suroeste de Asia, el choque frontal entre Venezuela y los otros miembros de la OPEP sobrevino en 1998, cuando los volúmenes de producción no regulada provenientes de la FPO apenas si rebasaban los 100 MBD. Por otra parte, los designios de PDVSA respecto a la permanencia de Venezuela en la OPEP se vieron frustrados poco tiempo después con el triunfo electoral de Hugo Chávez, y la refundación de la coalición de países miembros de la OPEP que este evento supuso. Sin embargo, durante los primeros años del gobierno de Chávez, la vieja PDVSA continuó siendo quien en la práctica decidía qué producción debía contabilizarse para efectos de la cuota (y, nada sorprendentemente, los volúmenes de crudo extra pesado utilizados para la formación de Orimulsión y como carga para las plantas de mejoramiento no se incluyeron como parte de los volúmenes de producción reportados a la OPEP). Como ya se ha explicado, debido a la adopción por parte de la OPEP (a instancias de Venezuela) del mecanismo de determinar las cuotas de los países miembros a partir de los estimados de producción de fuentes secundarias, esta situación

---

468 Oficio DPG/DER/34 con fecha 19 de diciembre de 1996, loc. cit.

469 Mommer, *El mito...*: 43.

no cambió ni siquiera tras la recuperación por parte del gobierno del control operativo y estratégico de la industria petrolera nacional, tras el sabotaje petrolero de finales de 2002. Ciertamente, a partir de entonces, y a manera de repudio abierto y denuncia de las implicaciones anti-nacionales y anti-OPEP de la contabilidad petrolera de la vieja PDVSA, el gobierno venezolano ha venido reportando toda la producción proveniente de la FPO como parte de la cuota del país. Sin embargo, como ya se ha explicado, las principales fuentes secundarias de información del mercado petrolero, encabezadas por la AIE, durante mucho tiempo pretendieron no darse por enteradas del cambio de orientación de la política petrolera venezolana. Esto propició el surgimiento de fuertes discrepancias entre las cifras de producción oficiales de Venezuela, por un lado, y los estimados de producción de dichas fuentes (y las cifras de producción “oficiales” de la OPEP derivadas de estos estimados), por el otro.

La iniciativa del MENPET de incluir toda la producción de crudo extra pesado de la FPO como parte de la cuota OPEP de Venezuela, para no variar, ha sido blanco de fuertes críticas por parte tanto de antiguos dirigentes o empleados de la vieja PDVSA, así como de sus acólitos en los medios científicos y de difusión en Venezuela. Dichas críticas sostienen que la inclusión de ciertos volúmenes en la cuota de producción de Venezuela es inaceptable porque atenta contra los dictámenes de autoridades internacionales, especialmente en materia arancelaria. En su afán de defender lo indefensible (las supuestas bondades del negocio de la Orimulsión para la Nación), los argumentos esgrimidos por los defensores y promotores de este producto ponen de relieve de una forma particularmente transparente la agenda anti-nacional de todo el proyecto.

Considérese, por ejemplo, el caso de Aníbal Martínez, cuyo Frente Pro-Defensa del Petróleo llegó al extremo de preparar un informe para someterlo a la consideración del Consejo Económico y Social de las Naciones Unidas, para que “este organismo tomara una posición para establecer qué recursos debían contarse dentro de la cuota asignada por la OPEP a Venezuela” (!!).<sup>470</sup> Claramente, Martínez y sus correligionarios opinan que decidir cuáles hidrocarburos deben (y no

---

470 Marianna Párraga, “Someterán clasificación de reservas de la Faja a las Naciones Unidas”, *El Universal* (Caracas), 24 de marzo de 2004.

deben) tomarse en cuenta para efectos de los acuerdos intergubernamentales que Venezuela negocie en el seno de la OPEP, no debe ser una prerrogativa del Estado venezolano. El MENPET, desde luego, opina exactamente lo contrario; es decir, que decisiones de esta naturaleza corresponden al gobierno de Venezuela, y de ninguna manera a organismos internacionales.

No deja de sorprender que posiciones como las de Martínez hayan tenido cierta resonancia en Venezuela, inclusive al interior de círculos políticos afectos al gobierno del Presidente Chávez. Pero independientemente de los escasos méritos de las mismas, la verdad es que la clasificación arancelaria del bitumen natural es un asunto que carece de cualquier relevancia en términos de la regulación de la producción venezolana de hidrocarburos. La OPEP es antes que nada un tratado intergubernamental que coordina las políticas conservacionistas nacionales de los países miembros. Es decir, la esencia de este acuerdo entre soberanos es la conservación de sus recursos naturales y no —como siempre han insistido sus detractores— la cartelización del mercado petrolero. Y es obvio que no puede tener ningún sentido una situación en la cual ciertos países de la OPEP regulan la producción de crudos medianos, livianos y pesados, a la par que los cimientos de dicha regulación se socavan con la producción no regulada de combustibles como la Orimulsión o los crudos mejorados, ya sea que en la manufactura de éstos se utilice bitumen natural o bien —como de hecho siempre fue el caso en Venezuela— crudo extra pesado. Y es precisamente en reconocimiento de este hecho, y en ejercicio unilateral de sus inalienables y soberanas prerrogativas de regulación sobre los recursos petroleros venezolanos (no sujetas al dictamen de ninguna autoridad arancelaria ni de la AIE, ni de las Naciones Unidas, ni de ningún otro país u organización, incluyendo a la OPEP), que el MENPET decidió poner fin a la Orimulsión, y reportar toda la producción de crudo extra pesado de la FPO como parte de la cuota OPEP de Venezuela.

Al final de cuentas, desde un punto de vista de la conservación de los recursos naturales petroleros, no renovables y agotables, de Venezuela, quizás la más sucinta y contundente crítica de la racionalidad misma del proyecto de la Orimulsión puede encontrarse en un libro escrito en los Estados Unidos hace más de cincuenta años, y que versa sobre los altibajos y vicisitudes de la conservación petrolera en ese país:

Siempre que la producción petrolera esté orientada principalmente a satisfacer demandas que ninguna otra substancia pueda cubrir con igual satisfacción y a un precio y costo comparable, la invasión de mercados competitivos por derivados o co-productos de este producto *premium* único se tiene que aceptar como un corolario inevitable. Nadie puede quejarse del uso o abuso de un derivado de un combustible *premium* para propósitos más ordinarios. De hecho, la comercialización de dichos derivados contribuye a la disponibilidad del producto *premium*. Pero si la industria petrolera alguna vez se expandiera más allá de este punto, y deliberadamente buscara producir petróleo y gas para desplazar al carbón, habría que preguntarse si esta substitución de combustibles de baja ralea y más abundantes por un combustible *premium* escaso es un ejemplo de verdadera y sabia conservación. Dicho programa difícilmente podría navegar bajo la bandera de la conservación.<sup>471</sup>

Si estas palabras eran válidas en la fase de máxima expansión de la industria petrolera internacional, antes de que las profecías de escasez del Club de Roma se convirtieran en motivo de preocupación global durante la década de los años setentas del siglo pasado, cuánto más lo serán en estos momentos, en los que el espectro de la declinación y el agotamiento de algunos de los principales campos supergigantes del mundo (Prudhoe Bay, el mar del Norte, Cantarell) se cierne sobre la industria petrolera internacional, y la FPO descolla como una de las pocas fuentes seguras de suministro futuro de petróleo en el mundo.

## Resumen

El “negocio” de la Orimulsión surgió como una secuela fortuita de un bien intencionado pero infructuoso esfuerzo de investigación científica por parte de la industria petrolera venezolana, encaminado a resolver el problema de los altos costos que planteaba el transporte de crudo extra pesado sobre largas distancias.

El tren ejecutivo de la vieja PDVSA secuestró y redireccionó esta iniciativa científica experimental, convirtiéndola en una iniciativa comercial (la Orimulsión), la cual encajaba bien en una estrategia

---

471 Erich W. Zimmerman, *Conservation in the Production of Petroleum. A Study in Industrial Control*. New Haven, Yale University Press, 1957: 44.

corporativa de maximización a ultranza tanto de los volúmenes de producción como de la cuota de mercado del petróleo venezolano.

Ya desde antes de la Nacionalización de la industria petrolera, se pensaba que, en un futuro no demasiado lejano, el papel de Venezuela en tanto que productor de petróleo de primera línea probablemente giraría en torno a la explotación de los recursos de la FPO. Pero si bien la magnitud de la dotación de recursos de la FPO parecía ofrecer perspectivas casi ilimitadas para Venezuela, su explotación comercial planteaba muchos desafíos, entre los cuales sin lugar a dudas el mayor era que los crudos extra pesados de la FPO no podían ser ni procesados ni transportados en su estado virgen, a temperatura ambiente.

Una parte significativa de los considerables recursos canalizados hacia el Intevep tras la nacionalización petrolera se utilizó para financiar una serie de proyectos de investigación que abordaron el problema de la reducción de viscosidad de los crudos extra pesados desde diversos ángulos para propósitos de su transporte. El método de transporte experimental que prometía la combinación más efectiva de costo, factibilidad y efectividad consistía en dispersar microgotas de crudo en agua y estabilizar la emulsión inversa resultante con un agente tensoactivo.

La búsqueda de un método de transporte alternativo para los crudos extra pesados del Orinoco asumió una nueva urgencia gracias a la brutal contracción de la demanda petrolera que siguió a la revolución iraní. La caída en la demanda se concentró ante todo en los residuales de alto azufre (utilizados en primer lugar para generar energía eléctrica) y, por extensión, en los crudos pesados y amargos.

Como parte de una iniciativa para reducir los costos de generación del vapor utilizado para la estimulación térmica en pozos de la FPO, Lago ven propuso que el vapor se generara quemando el mismo crudo extra pesado, pero en el entendido de que el crudo quemado sería considerado como un insumo del proceso de producción, cuyo costo imputable tendría que ser equivalente al del carbón con el cual se podría haber generado ese mismo vapor. Es decir, Lago ven planteó –y, crucialmente, el Ministerio aceptó– el concepto de paridad de valor calorífico (y por extensión, valor mercantil) entre el crudo extra pesado del Orinoco, de un lado, y el carbón, del otro.

Cuando Lago ven tomó la decisión de transformar las emulsiones experimentales en un producto comercial, una parte integral de dicha

decisión fue la adopción de un mecanismo de precios en la cual el crudo extra pesado se valoraría en paridad con el carbón. Esta funesta innovación solamente pudo echar raíz porque, para cuando Lagoven la propuso, el Ministerio ya antes había dado el paso fatal de aceptar que se diera un valor ínfimo al recurso natural en aras de mejorar las economías de un proyecto de la compañía petrolera nacional: la producción de crudo extra pesado en los bloques J-20 y O-16. Y de allí a aceptar que se diera un valor ínfimo al recurso natural en aras de mejorar las economías de los proyectos de otros inversionistas, desde luego, había solamente un paso.

Tras la crisis de precios de 1986, PDVSA y sus filiales tuvieron que encontrar una justificación para seguir produciendo crudos para los cuales había muy escasa demanda, durante una coyuntura de mercado caracterizada por la prevalencia de cuotas y de precios catastróficamente bajos, en un área caracterizada por muy altos costos (cercanos o superiores al valor de mercado del crudo extra pesado). La justificación que encontró Lagoven fue la de tomar una tecnología todavía experimental e inmadura, y lanzarla como un producto comercial: la Orimulsión.

La Orimulsión debía desempeñar un papel que Lagoven consideraba crucial: impedir que se descontinuaran las actividades de producción de crudo extra pesado en los bloques J-16 y O-20, aún cuando producir crudo extra pesado en dichos bloques era un pésimo negocio tanto para PDVSA como para la República: entre 1986 y la invasión iraquí de Kuwait, la producción de crudo extra pesado en estos bloques consistentemente generó precios negativos a boca de pozo.

Para Lagoven, complementar la producción de crudo para exportación en estos bloques con la producción de Orimulsión para vender a termoelectricas tenía sentido porque la demanda para propósitos de generación no estaba sujeta a variaciones de índole estacional, y porque la Orimulsión usaba un diluyente (agua) disponible en cantidades ilimitadas. tras la deducción de costos variables (aunque no costos de capital), amén de que el precio a boca de pozo del crudo extra pesado utilizado para producir Orimulsión no era demasiado distinto al que se podía obtener la mayoría de las veces que se vendía un cargamento de la segregación comercial Morichal.

De forma más o menos simultánea al lanzamiento comercial de la Orimulsión, en el seno de PDVSA se estaba gestando un relevo generacional que se tradujo en que la dirección efectiva de PDVSA

cayera en manos de un grupo que buscó –y, durante la década de los años noventas, consiguió– convertir el principio de eliminar cualquier retribución patrimonial por el recurso natural en beneficio de los inversionistas en la piedra de toque de toda la estrategia y la gestión empresarial de PDVSA.

En términos de ingresos, el papel asignado a la Orimulsión en la estrategia de producción de este tren ejecutivo no era de primer orden. No obstante esto, se puede afirmar sin ambages que el proyecto Orimulsión encarna, mejor que ningún otro, la radical visión antinacional de la PDVSA de entonces.

La estrategia de PDVSA planteaba una expansión masiva de la producción de Orimulsión aún cuando la alta gerencia de la compañía ya estaba plenamente consciente de que la rentabilidad de la opción de mezclar crudo extra pesado con crudos más ligeros había mejorado enormemente y también que habían desaparecido definitivamente las perspectivas comerciales para las emulsiones inversas en el sector de refinación, al comprobarse que no era posible romper dichas emulsiones de una forma que fuera a la vez económicamente viable y ecológicamente aceptable.

No obstante lo anterior, el tren ejecutivo de la compañía petrolera estatal decidió, sin miramientos, que los venezolanos tendrían que absorber el brutal sacrificio (y desperdicio) económico que representaba la venta del petróleo de la Nación a precio de carbón, porque era solamente produciendo Orimulsión que se podía expandir al máximo la producción exportable de hidrocarburos líquidos en Venezuela.

Si bien la Orimulsión no era la piedra angular de la estrategia expansionista de PDVSA, ciertamente era el detalle final que remataba todo el edificio de producción sin control que buscaba erigir el tren ejecutivo de la compañía. Después de todo, aún cuando se estuviera ocupando toda la capacidad de mejoramiento disponible, y exportando todo el crudo convencional posible, gracias a la Orimulsión era posible producir todavía un poco más de crudo extra pesado, porque dicha producción podía diluirse (o, mejor dicho, emulsionarse) ya no con un hidrocarburo natural o manufacturado, sino con agua.

El carácter emblemático de la Orimulsión obedece también a que siempre fue vista como un proyecto de avanzada, cuya consolidación y éxito abriría espacios para retirar de la tutela reguladora del estado venezolano, con los mismos medios y argumentos, una proporción

progresivamente mayor de la creciente producción de hidrocarburos pesados de la FPO. Esto se haría propagando la ficción de que una parte del petróleo extraído del subsuelo de hecho no era un hidrocarburo petrolero y, por lo tanto, no tenía por qué estar sujeta a las facultades de dominio eminente del estado en materia de regulación de la tasa de explotación de recursos petroleros.



## 13.

CONCLUSIONES POLÍTICAS: ¿CÓMO EVITAR QUE EL  
DESASTRE DE LA ORIMULSIÓN SE VUELVA A REPETIR?

*Cuando yo andaba en los cuarteles todavía recuerdo que en alguna ocasión alguien fue a darnos una conferencia sobre la llamada Faja Bituminosa del Orinoco. ¡Bituminosa! Eso nació de la propia PDVSA. ¿Por qué? Parte de la estrategia de entrega del petróleo nacional, del petróleo venezolano ... De allí una discusión que nosotros dimos durante varios años y yo me negaba a aceptarla, y por fin la entendí. **Y yo no la entendía porque a mí me habían vendido el tema ese de otra manera.***

Discurso del Presidente Hugo Chávez,  
PDVSA Planes Estratégicos – Acto Inaugural.  
Caracas, 18 de agosto de 2005.<sup>472</sup>

### **La Orimulsión: síntoma y consecuencia de la descomposición del ente regulador de la industria petrolera en Venezuela**

En este punto, y tomando las palabras del Presidente Chávez citadas arriba como punto de referencia, vale la pena retornar a la discusión de Lincoln sobre los perros de cinco patas. Como el lector habrá podido apreciar, no es difícil establecer cierto paralelismo entre el patrón de comportamiento que siguió PDVSA/Bitor para sentar las bases “científicas” de la Orimulsión, por un lado, y el de un estafador que se las ingenia para convencer a los dueños de ciertos perros no solamente de que sus mascotas tienen cinco patas (y no cuatro patas y una cola) sino también de que se deben deshacer de ellas ya que esta deformidad les resta cualquier valor, por el otro. Esta analogía se

---

472 Página 17 de la transcripción; énfasis nuestro.

puede aclarar aún más estableciendo un paralelo entre el modelo de “negocio” de la Orimulsión (vender petróleo “reclasificado” a precio de carbón), por un lado, y el negocio que podría hacer un estafador (no particularmente brillante) vendiendo whisky escocés en botellas etiquetadas como té negro, y al precio de éste último, todo en aras de evitar el alto impuesto al consumo de bebidas alcohólicas que grava al whisky. Huelga decir que un cambio de designación, aún si es avalado por autoridades impositivas engañadas y/o incompetentes, en nada puede cambiar el carácter esencial de un producto, sea éste whisky o crudo extra pesado.

Ahora bien, el paralelismo establecido arriba desemboca en un planteamiento que no por incómodo deja de ser cierto; a saber, que la razón por la cual la vieja PDVSA pudo durante tanto tiempo venderle “de otra manera” el tema de la Orimulsión tanto al Presidente Chávez como a la opinión pública venezolana fue que el Ministerio de Petróleo de Venezuela se dejó embaucar por los burdos argumentos y falacias de los promotores de la Orimulsión, sin oponer más que una mínima resistencia en ejercicio de sus facultades reguladoras y en cumplimiento de su deber como custodio de los recursos de hidrocarburos de la Nación.

Inevitablemente, esto lleva a preguntar: ¿cómo es posible que un desperdicio tan perverso de los recursos naturales del país como el que representó la Orimulsión haya podido acaecer justamente en Venezuela, cuando a lo largo de la década de los años cuarentas, cincuentas, sesentas y setentas, el Ministerio de Petróleo en sus diversas encarnaciones (Ministerio de Fomento, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas) llegó a ser universalmente reconocido como “la agencia más sofisticada y experta de todas aquéllas con las que tenían que lidiar las multinacionales petroleras en cualquier país”<sup>473</sup>

Dar una respuesta a estas dos preguntas es un requisito esencial para comprender a plenitud el penoso episodio de la Orimulsión y evitar que algo similar se pueda repetir en el futuro. Y es que el surgimiento y auge del “negocio” de Orimulsión, y su consagración merced a la mentira institucional, solamente hace sentido si se le contextualiza dentro del proceso de desmantelamiento del marco legal para la industria petrolera erigido en Venezuela entre 1943 y 1975 y de la

---

473 “Venezuela Faces the Market”, *The Economist*, Octubre 23, 1965: 103.

descomposición total del asiento institucional de dicho marco legal: el Ministerio de Petróleo.

### **El Ministerio de Petróleo: héroe protagonista y víctima del proceso de Nacionalización**

El Ministerio de Petróleo de Venezuela siempre estuvo a la vanguardia de la así llamada Revolución OPEP (el proceso por el cual los gobiernos de los países exportadores de petróleo más importantes tomaron el control soberano sobre sus recursos de hidrocarburos de manos de las grandes multinacionales petroleras). **Paradójicamente, la nacionalización de la industria petrolera –el punto culminante de esta revolución en Venezuela– inauguró un acelerado proceso de decadencia tanto en el interior del Ministerio como en la estructura de gobierno del sector.** Dicho proceso no hizo más que replicar la descomposición generalizada del sistema político venezolano y sus instituciones, así como de la economía del país. Y es que los gobiernos de la IV República no solamente fracasaron en lo que se refiere a su política económica para el sector no petrolero sino que, además, no lograron establecer jamás una estructura de gobierno razonable para el sector petrolero tras la Nacionalización de 1975. Al final de cuentas, esto puso en entredicho los logros de la misma y debilitó fatalmente al Ministerio.

**En una nuez, el problema institucional derivado de la Nacionalización obedece a que fue a PDVSA a quien se presentó a la opinión pública como el punto culminante de la política petrolera nacional** y la encarnación de añejas aspiraciones nacionalistas venezolanas<sup>474</sup>, no obstante que fue solamente gracias a la labor *del Ministerio* que la Nacionalización pudo llevarse a cabo. Como consecuencia de esto, hubo un cambio de énfasis –sutil en un inicio pero a final de cuentas fatal– en la esencia y orientación de la política petrolera venezolana. **Gradual pero insidiosamente, ésta dejó de concebirse en función de la Nación en su calidad de propietaria de un recurso natural valioso, agotable y no renovable, para pasar**

---

474 El título de un estudio de Enrique Vilorio es muy revelador: *Petróleos de Venezuela. La culminación del proceso de nacionalización*. Caracas, 1983, Editorial Jurídica Venezolana.

**a girar en torno al papel de la Nación como accionista** (caracterizado como crecientemente parasitario) de PDVSA, para culminar por girar en torno a su calidad de supuesto obstáculo para el desarrollo y bienestar de la compañía (idea ésta destilada en el chocante refrán de que PDVSA, la “corporación energética global”, era una compañía del primer mundo atrapada en un país del tercer mundo).

**En la Venezuela post Nacionalización, tanto el gobierno como la opinión pública perdieron de vista la noción central de que las ganancias petroleras extraordinarias captadas por vía fiscal eran generadas por el recurso natural mismo, y empezaron a creer que éstas eran atribuibles fundamentalmente a PDVSA** (la “gallina que ponía huevos de oro”), **y al esfuerzo y habilidades de su dirigencia.** En consecuencia, esto predispuso al gobierno, de forma fatal, a subordinar y supeditar los criterios seguidos para administrar este recurso hasta 1976 –de forma por demás exitosa– a las supuestas necesidades de la compañía estatal, articuladas por una gerencia que siempre fue implacablemente hostil al Ministerio.

El debilitamiento del Ministerio comenzó, paradójicamente, en el momento mismo en que se concretó su máximo logro; es decir, con la promulgación de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, y el subsecuente nacimiento de PDVSA como *holding* de todos los entes sucesores de las empresas (extranjeras, nacionales y estatales) que desempeñaban actividades petroleras en Venezuela. A diferencia de la antigua Corporación Venezolana del Petróleo (CVP; creada como un instituto autónomo bajo la tutela directa del Ministerio de Petróleo), PDVSA se creó como una sociedad mercantil (gracias a lo cual los empleados de PDVSA no tenían carácter de servidores públicos), con un directorio nombrado directamente por el Presidente de la República (sin que el Ministro de Petróleo –también nombrado directamente por el Presidente– tuviera siquiera un derecho estatutario de proposición).<sup>475</sup> La compañía estatal terminó siendo encabezada por el tren gerencial venezolano de las ex concesionarias, cuyos integrantes siguieron oponiéndose radicalmente a la nacionalización de la industria en un momento en el cual hasta

---

475 Vioria, op. cit.: 101–114. Esto supuso, entre otras cosas, cambiar la ley de sociedades mercantiles para permitir que hubiera sociedades anónimas con un solo accionista.

sus superiores en sus respectivas casas matrices se habían decantado a favor de la misma.<sup>476</sup> En retrospectiva, resulta evidente que la forma en que el tren ejecutivo de PDVSA quedó en posición de estructurar la agenda petrolera venezolana tras la nacionalización no podía tener más que un desenlace: la *Apertura Petrolera*. Y quien lo dude haría bien en recordar la respuesta que Frank Alcock, primer vicepresidente de PDVSA entre 1990 y marzo de 1994, diera al periodista José Enrique Arrijoja cuando éste último le preguntara dónde ubicaba él los comienzos de la *Apertura*: “en las relaciones con las compañías petroleras después de la nacionalización ... Allí comienza el vínculo que se tradujo en buena ayuda tecnológica, relación con el Intevep, y de la cual sale *la relación de British Petroleum y su ayuda con la Orimulsión*, etc. Pero en realidad siempre existió un grupo que pensaba que se podría abrir más la industria”.<sup>477</sup>

Tanto la estructura corporativa como el personal y las prácticas –y, desde luego, las prebendas– de las compañías absorbidas por PDVSA se mantuvieron intactas tras la nacionalización, con una notable excepción, por demás paradójica: la CVP fue la única operadora cuyo liderazgo y personalidad corporativa se disolvieron como parte de este proceso.<sup>478</sup> Para el Ministerio, la absorción y desaparición de la CVP

---

476 En este sentido, cabe recordar que una vez que el juicio que las concesionarias entablaron a propósito de la legalidad de la Ley de Reversión se hubo resuelto a favor de la República, y que los precios internacionales del crudo comenzaron a ascender inexorablemente, fueron los propios presidentes de las principales concesionarias en Venezuela quienes sugirieron al presidente Rafael Caldera que lo más conveniente era nacionalizar sin dilación a la industria, sin esperar a que transcurriera el breve plazo de los menos de diez años que faltaban para que las concesiones en cualquier caso revirtieran al estado.

477 Arrijoja, op. cit.: 157; cursivas nuestras. En un testimonio muy revelador, Gustavo Coronel relata cómo, en vísperas de la Nacionalización, cuando todavía laboraban para las concesionarias, futuros miembros de los trenes ejecutivos de PDVSA y sus filiales conformaron –a sugerencia y con el visto bueno de sus respectivas casas matrices– un grupo de enlace para manejar las relaciones de la industria con la clase política venezolana (y especialmente los ministerios de Hacienda y Minas e Hidrocarburos). El objetivo de este grupo era posicionarse para manejar y estructurar la agenda petrolera del país (El petróleo viene de la luna. Una novela del petróleo venezolano. Bogotá, 2010, n. ed.: 205-6).

478 Steve Ellner, *The Venezuelan Petroleum Corporation and the Debate over Government Policy in Basic Industry*. Occasional Paper no. 47. Glasgow, 1987, Institute of Latin American Studies of the University of Glasgow: 29.

fue problemática porque, no obstante que la CVP siempre representó una parte minúscula de la industria y pese a que sus relaciones con su órgano tutelar no fueron siempre cordiales, la compañía proveía a este último con una valiosa “ventana al interior de la industria”. Por ejemplo, es razonable suponer que si —como de hecho estaba planeado en vísperas de la nacionalización— la CVP hubiera llevado a cabo un programa piloto de producción de 9,600 MBD de crudo en el campo Morichal, convencer al Ministerio del “carácter bituminoso” de otros crudos extra pesados localizados en las inmediaciones de este proyecto no hubiera sido tan fácil como de hecho lo fue, máxime cuando se piensa que la CVP “generalmente asumió una postura más dura con las compañías petroleras que el propio Ministerio”.<sup>479</sup>

El cambio de *status* de la CVP tras la Nacionalización también significó que el Ministerio perdiera de un golpe a todo el personal altamente calificado que laboraba en este instituto autónomo, y que estaba potencialmente a su disposición. Y éste solamente fue el comienzo de un auténtico éxodo de personal calificado del Ministerio hacia PDVSA, el cual asumió proporciones hemorrágicas a partir de 1981, y catastróficas a partir de la devaluación del bolívar en 1983.<sup>480</sup> Las principales causas detrás de la pérdida de personal calificado del Ministerio a favor de PDVSA fueron la crisis económica generalizada y la devaluación de la moneda venezolana, gracias a las cuales se desplomaron tanto los salarios del sector público como el poder adquisitivo de los mismos. Crucialmente, esto no sucedió con los salarios de los funcionarios de la compañía, los cuales siguieron siendo comparables, en dólares, con sueldos tanto del sector privado como del extranjero, supuestamente para asegurar que una industria estratégica para el país retuviera personal calificado que, de otra forma, se hubiera marchado en búsqueda de empleos mejor remunerados. Para principios de la década de los años noventas, el diferencial de salarios entre los empleados de PDVSA, por un lado, y tanto el sector público como la población en general, por el otro, se había ensanchado hasta alcanzar dimensiones grotescas.<sup>481</sup> Además, la contracción presupuestal en la

---

479 Ibid.: 17.

480 Durante la pasantía de Humberto Calderón Berti al timón del Ministerio de Energía (1979 a 1982), por ejemplo, más de 300 especialistas altamente calificados cambiaron sus puestos en el Ministerio por puestos en PDVSA.

481 En 1993, PDVSA reportó (por última ocasión) en su Forma 20-F a la Secu-

administración pública, y los efectos perversos de la mal concebida Ley de Salvaguarda, se tradujeron en que el Ministerio perdiera tanto su capacidad de contratación (de asesorías de todo tipo, de obras, de compra de equipo de computación) como su capacidad de fondear cualquier erogación que no fuera el pago de la nómina de su personal en Caracas.<sup>482</sup> Naturalmente, esto último significaba que el Ministerio no podía ejecutar sus tareas en el interior de Venezuela, por lo que PDVSA gradualmente se fue encargando de las Direcciones Regionales, convirtiendo a cada una de ellas en un centro de costos e incorporando a los directores regionales (y centrales) a su nómina.

La incapacidad del Ministerio de ofrecer a sus empleados salarios y lugares de trabajo dignos fue haciéndose cada vez más patente a partir de principios de la década de los años noventa. De hecho, el diferencial de sueldos entre el personal del Ministerio y la plantilla de PDVSA se redujo marginalmente a finales de la década de los años

---

rities and Exchange Commission (SEC) que el salario promedio, incluyendo compensación diferida, de sus 23 directores y principales ejecutivos era de 250,000 USD al año (PDVSA Form 20-F, 1993: 38). En ese año, el salario promedio de la población ocupada en Venezuela fue de 2,947 dólares por año (Asdrúbal Baptista, Bases Cuantitativas de la Economía Venezolana, 1830-1995. Caracas, Fundación Polar, 1997: 145 (Remuneración de la Fuerza de Trabajo, 1950-1995).

482 Por regla general, las leyes anti-corrupción adoptadas en Latinoamérica durante la década de los años ochenta, a insistencia del FMI y el Banco Mundial, han demostrado ser singularmente poco efectivas para acabar con la corrupción, pero extraordinariamente efectivas para inducir la parálisis en el sector público. Esta última condición ha sido muy propicia para promover iniciativas de privatización, desde luego. Lo poco que se ha analizado este tipo de legislación en Latinoamérica, especialmente cuando se toman en cuenta tanto su origen como sus efectos, es sintomático de la forma con la cual invariablemente se aborda el tema de la corrupción en estas latitudes; es decir, como una obsesión que es tan constante como estéril, y revestida de tintes de neurosis. El supuesto de que la corrupción es la fuente de todo de todo mal para la sociedad y el estado ha servido más bien para desviar la atención de problemas estructurales muy complejos de los cuales la corrupción es mero síntoma, y no causa.

La Ley de Salvaguarda nunca fue una excepción a la regla señalada arriba, y su sucesora, la llamada Ley Anti-Corrupción, ha resultado aún más nociva. Esta última ahora va a ser sucedida por una nueva ley que corresponsabilizaría a los superiores por acciones de sus subordinados, lo cual tenderá aún más a agravar las condiciones de parálisis institucional, y muy probablemente no tendrá efecto alguno sobre la corrupción endémica.

noventa, durante la administración de Erwin Arrieta, pero solamente porque Arrieta acordó con PDVSA que ésta pagaría a los empleados del Ministerio un bono especial, de alrededor de una tercera parte de su salario base. De esta forma, **para cuando la intentona de PDVSA de suplantar al Ministerio como la agencia reguladora del sector petrolero venezolano empezó a volverse irresistible (en los albores de la *Apertura Petrolera*), todo el Ministerio –el supuesto ente fiscalizador y rector político, sede institucional de la propiedad nacional del recurso natural, y uno de los representantes del accionista en PDVSA– había pasado a depender parasitariamente de la compañía, inclusive en lo referente a seguros médicos o bonos salariales.** Este arreglo ciertamente alivió un tanto la tirante situación económica de los empleados del Ministerio, pero también sirvió para inhibir cualquier impulso que éstos pudieran albergar de criticar u obstaculizar iniciativas propuesta por PDVSA, quien en la práctica era su verdadero patrón.

Como bien apuntó en una entrevista en 1995 el diputado Carmelo Lauría, del partido de Acción Democrática, “las dificultades financieras del estado venezolano lo hacen cada vez más dependiente ... de esa industria estatal que maneja el petróleo ... El MEM prácticamente depende económicamente de PDVSA, pues hasta los viajes de los ministros y sus asesores tiene que pagarlos PDVSA en virtud de que el ministerio no cuenta con los recursos. Así, el ente contralor técnicamente se convierte en un ente controlado por quien debe controlar, por aquella célebre frase de ‘quien pone los reales en la casa es quien manda’”.<sup>483</sup> El diagnóstico al respecto de Diego Arria, ex embajador de Venezuela ante las Naciones Unidas, no fue menos lapidario y preciso: “cuando el MEM depende de favores de PDVSA para movilizarse, para su subsistencia, etc., eso debilita sensiblemente su rol de fiscalizador. El MEM no tiene hoy en día [1997] el tipo de funcionarios del pasado, cuando eran ellos los que controlaban a las empresas extranjeras...”.<sup>484</sup> Por su parte, el ex ministro de Energía y Minas Hugo Pérez La Salvia subrayó que estas anomalías asumieron su más perfeccionada expresión durante la gestión de Luis Giusti al frente de PDVSA: “Luis Giusti fue más hábil de lo que hubieran sido

---

483 Citado por Arrijoja, op.cit.: 192-3.

484 Ibid.: 205.

otros para poner a funcionar toda esa política [es decir, *La Apertura*], para meter bajo su dominio al MEM, allí hay directores cuyos pagos están hechos por PDVSA, es decir, hay un dominio total por parte de la petrolera. Y ésa ha sido su habilidad”.<sup>485</sup>

A la luz de los factores señalados por Lauría, Arria y Pérez La Salvia, en retrospectiva no resulta nada sorprendente que, cuando se presentaron las ocasiones de justificar políticas cada vez más aberrantes (reclasificar el petróleo crudo extra pesado de la FPO como bitumen natural, por ejemplo), la burocracia del Ministerio –sobre todo en sus altas esferas– cumplió cabalmente con el cometido que le había encomendado PDVSA, y entregó los resultados que PDVSA y sus filiales demandaban.

### **El desmantelamiento del control fiscal de la industria petrolera nacionalizada**

Aún antes de que el éxodo de personal y el deterioro económico de la administración central convirtieran al Ministerio en poco más que un cascarón, **desde un punto de vista estrictamente institucional, la fuerza regulatoria del Ministerio respecto a la industria nacionalizada se había debilitado marcadamente a comparación con la que se había logrado imponer a los antiguos concesionarios** (por no hablar de la CVP), especialmente tras la promulgación del Decreto 832 de 1972. Dicho decreto había sido concebido para impedir que los concesionarios dejaran de mantener sus instalaciones en respuesta a la Ley de Reversión de 1972. Como resaltara Gustavo Coronel, este decreto “cambió significativamente la relación entre el Ministerio de Minas e Hidrocarburos y las compañías petroleras ... [Tras la promulgación del decreto] no había nada que la industria pudiera hacer sin la aprobación previa del Ministerio. Las compañías tenían que someter al Ministerio ... un programa detallado de actividades incluyendo exploración, producción, refinación, ventas domésticas, ventas internacionales y toda su información financiera. El personal del Ministerio ... podía sugerir cambios menores o cambios importantes en los programas”.<sup>486</sup> Para Coronel y sus colegas en las concesionarias

---

485 Ibid.: 89.

486 Coronel, *The Nationalization...*: 41.

(quienes luego conformarían el tren ejecutivo de PDVSA y sus filiales), este grado de ‘interferencia’ o ‘co-gestión’ era inaceptable y por ello, “la relación entre el personal del Ministerio y los tecnócratas venezolanos que trabajaban para las compañías [extranjeras] se convirtió en una de rivalidad y desagrado mutuo, lo cual dejó listo el escenario para las confrontaciones que habrían de venir más adelante, durante y después del proceso de nacionalización”.<sup>487</sup>

La primera de estas confrontaciones justamente involucró la cuestión de si la Nacionalización había vuelto redundante al Decreto 832, y los ‘tecnócratas’ lograron imponer su punto de vista al respecto. **En los numerosos encontronazos que subsecuentemente protagonizaron el Ministerio, de un lado, y PDVSA y sus filiales, del otro, la balanza usualmente terminó por inclinarse del lado de los auto denominados ‘tecnócratas’** cuyos sucesores, algunos lustros después, ‘apolíticamente’ instrumentarían la *Apertura Petrolera* y ‘apolíticamente’ llevarían a Venezuela hasta el borde del abismo con el Sabotaje Petrolero de 2002–3. **Para efectos del negocio de Orimulsión, sin duda el más importante de dichos encontronazos fue el que se suscitó a propósito de qué entidad tendría jurisdicción operativa directa sobre la FPO.** Como observó en su momento Gustavo Coronel con gran satisfacción, esta “lucha de poder se decidió a favor de PDVSA. La organización del proyecto Orinoco del Ministerio fue *desmantelada* y toda la información transferida a PDVSA”.<sup>488</sup>

**El patrón de desmantelamiento del que fue objeto el programa de la FPO del Ministerio se replicó a todo lo ancho del espectro de facultades reguladoras de éste, siempre en menoscabo de su capacidad para oponerse a los designios de PDVSA y sus filiales y, por lo tanto, inexorablemente allanando el camino, tanto para pseudo negocios como la Orimulsión o la Internacionalización, como para la *Apertura Petrolera*.** Por ejemplo, en 1983 el Ministerio entregó a Lagoven la base de datos de pozos, y transfirió también el personal que se había ocupado de mantenerla y actualizarla. Lagoven

487 Ibid.

488 Ibid.: 115; cursivas nuestras. Como se señala en la Memoria y Cuenta del Ministerio de Energía y Minas de 1977, el 30 de diciembre de ese año tuvo lugar el “traslado a Petróleos de Venezuela del material relativo al desarrollo de los programas de exploración en la llamada Faja Petrolífera del Orinoco” (Caracas, Ministerio de Energía y Minas, 1977: 11-12).

procedió a transferir a este personal a otras áreas y a turnar la base de datos mediante un acuerdo de *out sourcing* a una empresa de servicios. Del mismo modo, en 1984 PDVSA convenció al Ejecutivo que había que medir la producción en las terminales de exportación y no en los campos (como se venía haciendo hasta entonces), ya que de esta manera se evitaba contabilizar el crudo utilizado para empaque de línea como parte de la cuota OPEP de Venezuela. El Ministerio tuvo que acceder y buena parte de su personal ocupado en tareas de medición en campo se incorporó a las filas de PDVSA (no es ninguna casualidad que el desmantelamiento de la infraestructura de control y medición volumétricos en Venezuela tuvo lugar al poco tiempo de que los países miembros de la OPEP adoptaran el sistema de cuotas de producción). A cambio, PDVSA se comprometió a instalar medidores automáticos en los campos, y sofisticados sistemas de medición en línea en los terminales, pero esto nunca se hizo (remediar estas deficiencias es el principal objetivo que perseguía el MENPET con la creación del SAMH).

Lo que sí hizo PDVSA, en cambio, fue instrumentar toda una serie de iniciativas encaminadas a ignorar sistemáticamente el control de producción residual que podía ejercer todavía el Ministerio en conexión con la cuota OPEP de Venezuela. Por ejemplo, como abiertamente reconociera en sus memorias Andrés Sosa Pietri (Presidente de PDVSA entre 1990 y 1992), PDVSA amplió su capacidad de almacenamiento en el exterior (con las compras de BORCO y BOPEC) con el propósito *expreso* de “producir más allá de la cuota”.<sup>489</sup> Para conservar apariencias, esta violación de los compromisos internacionales de la República se habría de justificar con el argumento de que la cuota hacía referencia a volúmenes suministrados y no a volúmenes de producción y de que PDVSA necesitaba contar no solamente con un inventario operacional sino también con un inventario estratégico para poder “garantizar a la Nación un ingreso estable sobre la base de una cuota OPEP”.<sup>490</sup>

En esa oportunidad, PDVSA no tuvo que mentir demasiado para llevar su producción a máxima capacidad, ya que la adquisición de las instalaciones de almacenamiento en el Caribe coincidió, de manera fortuita, con la emergencia de mercado desencadenada por la invasión

---

489 Sosa Pietri, op. cit.: 171.

490 Ibid.

iraquí de Kuwait. Esto no significó, desde luego, que el tren ejecutivo de PDVSA abandonara la pretensión de que, en el futuro, produciría más o menos a su antojo, sin que importara lo que el Ministerio tuviera que decir al respecto. De hecho, inclusive en aquella ocasión, Sosa Pietri decidió unilateralmente aumentar la producción, ignorando las airadas protestas del Ministro en turno, Celestino Armas. Las líneas que el ex presidente de PDVSA dedicó a este asunto en sus memorias hablan por sí mismas: “a la luz de los acontecimientos del 2 de agosto [el comienzo de la invasión iraquí] ... ordené la apertura de la producción para comenzar a llenar nuestros almacenes y estar preparados, tan pronto nos lo autorizara el Presidente... a iniciar las ventas de lo almacenado, además de la producción diaria ya incrementada”.<sup>491</sup>

El patrón de conducta que Sosa Pietri inauguró, se acentuó durante la administración de su sucesor, Gustavo Roosen, y llegó al pico de su disfuncionalidad a finales de la década de los años noventas, durante la administración de Luis Giusti. Como ya se señaló anteriormente, la política de maximización de volúmenes a ultranza de Luis Giusti sacudió a la OPEP hasta sus cimientos y contribuyó de forma decisiva al colapso del mercado petrolero a partir de finales de 1997. Y la impotencia del Ministerio para controlar a la compañía nacional venezolana quizás nunca se haya manifestado de forma tan transparente como durante esa coyuntura crítica para el mercado: con el precio de la cesta venezolana de exportación en cifras de un dígito, y con el ministro Erwin Arrieta desesperadamente tratando de forjar un consenso con otros países productores dentro y fuera de la OPEP, en más de una ocasión Giusti perpetuó tanto el sentimiento como la realidad de la crisis, al declarar abiertamente que PDVSA no ajustaría su producción a la baja. De hecho, la aparente deserción por parte de Venezuela de una organización de la cual el país fue miembro fundador (deserción que PDVSA continuó impulsando aún contra los deseos del gobierno en las postrimerías de la administración de Rafael Caldera) llevó a más de un observador a componer ritos fúnebres para la OPEP. El hecho de que éstos nunca llegaron a pronunciarse se debe, ante todo, al viraje en la política de producción que instrumentó el Presidente Chávez apenas llegó al poder, viraje que supuso una auténtica refundación de la OPEP. Y es por eso que puede decirse que el primer triunfo electoral

---

491 *Ibid.*: 172.

del Presidente Chávez es uno de los eventos más significativos en la historia reciente del mercado petrolero internacional.

El control de la producción por parte del Ministerio del Petróleo, con criterios conservacionistas y fiscales, fue uno de los pilares sobre los cuales se había erigido el edificio de la muy exitosa política petrolera venezolana, hasta las vísperas de la Nacionalización. Poco más de veinte años después de ésta, cualquier observador neutral podía constatar no solamente que dicho pilar estaba en ruinas sino también las devastadoras consecuencias fiscales de este derrumbe. Sin embargo, para cuando sobrevino el colapso de precios de 1998, el erario público venezolano ya llevaba 15 años sufriendo una sangría constante a raíz de la abdicación por parte de sucesivos gobiernos de otra tarea fundamental: la de fiscalizar los precios de exportación de los hidrocarburos venezolanos. **PDVSA, en pocas palabras, producía lo que le daba la gana, llamaba lo que producía como le daba la gana, y lo vendía más o menos a lo que le daba la gana.**

Las circunstancias que dieron lugar a que el Ministerio de Petróleo en Venezuela dejara de fiscalizar los precios están íntimamente relacionadas con la evolución institucional del mercado petrolero internacional y, para comprenderlas cabalmente, es necesario analizarlas contra el trasfondo de la baja en el precio del crudo acaecida después de 1981, y su total colapso en 1986. Sin embargo, dada su enorme complejidad, un examen minucioso de estas circunstancias no tiene cabida en un trabajo como éste.<sup>492</sup> Pero en resumidas cuentas, se puede decir que la voluntad de PDVSA de sacudirse de encima el control fiscal de precios del Ministerio cristalizó ante todo en la así llamada política de internacionalización, la cual estaba orientada a “la integración vertical con las actividades de refinación, distribución y mercadeo en los países consumidores”, y supuestamente motivada por “la necesidad de maximizar ingresos y minimizar riesgos”.<sup>493</sup> En realidad, la internacionalización siempre giró alrededor de un objetivo fiscal: reducir la carga impositiva de PDVSA transfiriendo ganancias hacia fuera de Venezuela e importando costos hacia adentro, para

---

492 Se puede encontrar un muy extenso tratamiento de estos asuntos en Juan Carlos Boué, *The Political Control of State Enterprises. The Case of the International Vertical Integration Programme of Petróleos de Venezuela (1982-1995)*. Wolfson College, Oxford University, 1997 (Tesis doctoral).

493 CEPET, op. cit., v.II: 175.

luego recircular los flujos generados a través de un complejo esquema basado en el endeudamiento externo y el uso de vehículos de ingeniería financiera domiciliados en paraísos fiscales, opacos tanto al escrutinio fiscal como al accionario. Este modo de proceder se justificó al interior de PDVSA con el argumento de que, como cualquier empresa bien gerenciada, PDVSA tenía que maximizar el valor retornado al accionista después de impuestos, sobre todo en forma de crecimiento orgánico para la compañía. Desde luego, esta absurda explicación convenientemente pasaba por alto el hecho de que el accionista vivía de los pagos de impuestos que la industria hacía a manera de retribución patrimonial por los recursos naturales de la Nación, por lo que minimizar el pago de impuestos era equivalente a llevar al accionista (y al país entero) a la penuria.

El primer paso en la historia de la internacionalización tuvo lugar a finales de 1982 (en las postrimerías de la administración copeyana de Herrera Campíns), con el establecimiento, en sociedad con la compañía Veba Oel, de una empresa mancomunada de refinación en Alemania: Ruhr Oel GmbH. Esta operación se completó en medio de una total falta de transparencia y de desinformación deliberada, las cuales habrían de convertirse en los sellos distintivos de la política de internacionalización (por no hablar de la política de PDVSA en general).<sup>494</sup> Para llevar a buen término este negocio, PDVSA contó con la anuencia y complicidad del entonces Ministro de Energía y Minas (y posteriormente Presidente de PDVSA por un breve periodo), Humberto Calderón Berti, quien reconoció abiertamente tras la firma del convenio de asociación de Ruhr Oel que si él hubiera informado al Congreso venezolano de las negociaciones en torno a este convenio, PDVSA se hubiera rehusado a seguir adelante con el mismo.<sup>495</sup>

---

494 Un buen ejemplo de ello se encuentra en la respuesta negativa que diera Brígido Natera (presidente de PDVSA entre 1983 y 1986) en 1986 a una solicitud que hiciera el entonces presidente de la república Jaime Lusinchi de que PDVSA explicara al detalle su adquisición de una participación accionaria de 50% en una refinería propiedad de Citgo, para así terminar con la polémica y la especulación que había en el seno del Congreso venezolano respecto a supuestas irregularidades en torno a esta operación. Natera se rehusó a acatar esta orden alegando que esto hubiera ido en desmedro de los intereses de la compañía, ya que los detalles de una transacción comercial tan compleja como ésta interesarían antes que nada a los competidores de PDVSA (Petróleos Informa, 1986, n° 15, 15).

495 Susan Johnson de Vogeler, *Organizational Adaptation in the Venezuelan Pe-*

Ahora bien, con la victoria electoral de AD en las elecciones de 1983, el trato con Veba fue sometido a un intenso escrutinio y, mediante unos cálculos sencillos, Rafael Guevara (experto petrolero ligado al partido AD, y posteriormente diputado en la cámara baja del Congreso y viceministro de Hidrocarburos en tiempos de Celestino Armas) pudo demostrar que los precios *netback*<sup>496</sup> de los crudos venezolanos enviados a Ruhr eran muy inferiores a los precios oficiales venezolanos para segregaciones comerciales de calidad comparable.<sup>497</sup> El escándalo suscitado por esto contribuyó decisivamente para que la administración de Lusinchi decretara la suspensión del programa. Si bien esta suspensión dio al traste con algunas negociaciones para nuevas adquisiciones que ya tenían un alto grado de avance, el programa no se interrumpió por completo. Además, este embarazoso episodio de los precios de transferencia de Ruhr dio a PDVSA una valiosa lección: era imperativo que sus transacciones con filiales se volvieran refractarias al escrutinio del fisco ya que, de lo contrario, la compañía siempre correría el riesgo de que algo similar volviera a suceder

El marcado y progresivo deterioro del mercado petrolero durante 1984 y finales de 1985 permitió a PDVSA convencer a un gobierno desesperado de que la internacionalización ofrecía la única salvaguarda posible para las exportaciones de crudo (y los ingresos fiscales) del país. De hecho, ya para 1985, el gobierno de Lusinchi había aceptado en principio el argumento de que era deseable colocar cuando menos la mitad de las exportaciones venezolanas de crudo en instalaciones controladas por PDVSA (y la compañía respondió a esta anuencia tácita adquiriendo una participación en dos refinerías adicionales en Alemania). Crucialmente, el gobierno también compró la idea de que este objetivo volumétrico sería difícil de alcanzar si no se cambiaba la

---

troleum Industry after nationalization. Massachusetts Institute of Technology, 1987 (Tesis): 460.

496 Por *netback* se entiende un esquema de valoración negociado entre el vendedor y el comprador de un crudo en particular, mediante el cual el vendedor garantiza un margen de ganancia para el refinador. El valor del crudo se determina sobre la base del valor de los productos derivados en el mercado, al cual se restan los costos de refinación y transporte aplicables.

497 Las comparaciones entre los precios oficiales y los *netbacks* de las ventas a Ruhr se pueden ver en Rafael M. Guevara, *Petróleo y ruina: la verdad sobre el contrato firmado entre PDVSA y la Veba Oel A.G.* Caracas, Ediciones del Instante, 1983: 141.

manera en que se fiscalizaban las ventas a filiales. **Por ello, a principios de 1985 (pero con efectos retroactivos a 1984), los entonces titulares de los Ministerios de Energía y Minas, por un lado, y de Finanzas, por el otro, acordaron que las obligaciones fiscales derivadas de la exportación de petróleo venezolano se calcularían en lo subsecuente sobre la base de “los precios declarados por el contribuyente”<sup>498</sup> (es decir, PDVSA), sin que se hiciera ninguna distinción entre precios de transferencia y precios de mercado abierto.**

Éste era un acuerdo suicida desde el punto de vista fiscal, ya que ignoraba un principio cardinal de la práctica tributaria a nivel mundial: los precios de transferencia son potencialmente manipulables, por lo que una autoridad impositiva nunca debe aceptar que éstos se utilicen para determinar los gravámenes que tiene que pagar una empresa (por más que la empresa en cuestión pertenezca al estado). Hay que apuntar, de paso, que éste fue solamente el comienzo de un proceso mediante el cual PDVSA gradualmente se hizo de una discrecionalidad casi absoluta en materia tributaria. El ejemplo más extremo de la misma (y a la vez, la manifestación más nítida de la bancarrota política de la IV República) fue el asentimiento que se dio a PDVSA para considerar a las refinerías y terminales que controlaba en el Caribe como parte del Sistema Nacional de Refinación. Gracias a esto, PDVSA podía deducir todos los costos asociados a transportar, refinar y comercializar crudo y productos en estas localidades a la tasa marginal del impuesto sobre la renta imperante en Venezuela (67.7 por ciento hasta 2002; 50 por ciento a partir de entonces), no obstante que todas estas actividades se habían realizado fuera de Venezuela, en jurisdicciones donde las deducciones habrían sido mucho menores. O sea, ¡PDVSA estaba en posibilidades de redefinir a su conveniencia inclusive lo que constituía el territorio nacional, como un medio para reducir su pago de impuestos en Venezuela!

Una vez que el gobierno de Lusinchi hubo abdicado a favor de PDVSA, mediante decreto, la facultad de declarar los precios para propósitos impositivos, la eliminación de cualquier remanente de control fiscal sobre los precios se volvió simplemente una cuestión de tiempo. Dicha eliminación sobrevino efectivamente en enero de

---

498 Gaceta Oficial, 11-1-1985 (n° 33, 142).

1986, mes durante el cual el precio del crudo finalmente colapsó ante la presión que representaban grandes volúmenes sauditas colocados mediante fórmulas netback. Gracias al pánico que desató el hecho de que las exportaciones venezolanas de crudo cayeran por debajo del millón de barriles día, en una asamblea extraordinaria de accionistas (a la cual asistieron el presidente y su gabinete, así como las cúpulas de los partidos AD y COPEI), el gobierno dio su consentimiento de que se reiniciara el programa de internacionalización<sup>499</sup>, porque aceptó sin más el argumento de PDVSA que comprar nuevas refinerías le permitiría a ésta “evitar el uso de arreglos tipo netback”<sup>500</sup> para colocar las exportaciones venezolanas (¡argumento inaudito éste, ya que los precios de facturación para las filiales extranjeras de PDVSA se calculaban mediante fórmulas netback!). A raíz de esta reunión, en ese año se incorporaron 6 nuevas refinerías al programa de internacionalización (2 en Estados Unidos, 2 en Suecia, una en Bélgica y una en Curazao), y el volumen de crudo que PDVSA enviaba al exterior a precios descontados —en momentos en los que Venezuela atravesaba por una crisis fiscal sin precedentes— pasó de 120 MBD a casi 600 MBD.

En esa misma asamblea extraordinaria, el gobierno también aceptó que era necesario trasladar la facultad de fijar los precios del Ministerio (que era quien determinaba hasta entonces los precios oficiales de venta) a PDVSA, para hacer frente a la nueva dinámica del mercado petrolero. Un proceso análogo a éste tuvo lugar en otros grandes países exportadores como Arabia Saudita y México los cuales, al igual que Venezuela, habían colocado hasta ese momento su producción sobre la base de precios oficiales, a través de sus respectivas compañías estatales. Sin embargo, en dichos países, la transición de una estructura de precios notificados a una de precios flexibles de mercado concluyó con la aparición del mecanismo de fórmulas de precios, públicas, replicables y transparentes. Además, sus autoridades reguladoras en materia petrolera entendieron que la imposibilidad de seguir determinando los precios de venta unilateralmente no obviaba la necesidad de seguir fiscalizando las actividades comerciales de sus compañías estatales (más bien al contrario).

En Venezuela, en marcado contraste con lo sucedido en México

---

499 Sosa Pietri, op. cit.: 74-5.

500 Platt's Oilgram News, 26 de enero, 1986: 4.

o Arabia Saudita, las autoridades reguladoras ya habían sacrificado buena parte de sus facultades fiscalizadoras claves desde *antes* de la crisis de los netbacks, por lo que no resulta sorprendente que este proceso continuara y llegara a sus últimas consecuencias *después* del estallido de la crisis, con la disolución formal tanto de la Comisión Coordinadora para la Conservación y el Comercio de los Hidrocarburos (CCCCH, creada en tiempos de Juan Pablo Pérez Alfonzo) como de la Comisión Interministerial de Precios de Exportación. Con esto, la participación del Ministerio en la determinación de las obligaciones impositivas de la industria petrolera nacionalizada quedó restringida a anunciar el porcentaje que habría de aplicarse al precio promedio de las exportaciones para efectos del cálculo del Valor Fiscal de Exportación (VFE), un impuesto que –tras intenso cabildeo de PDVSA– el Congreso nacional aceptó reducir gradualmente hasta cero, a partir de 1993 (el VFE desapareció definitivamente en 1996).<sup>501</sup>

Como contrapartida de la desaparición de la CCCCH y la Comisión Interministerial, y supuestamente para “evitar más enfrentamientos en materia de precios, se establece entre PDVSA y el Ministerio de Energía y Minas un mecanismo flexible para su fijación”.<sup>502</sup> En la práctica, este mecanismo consistía en que PDVSA negociara de forma directa, constante y confidencial con sus clientes no afiliados el precio de cada cargamento individual (o de un manajo de cargamentos). Los precios que se generaban en esta interacción comercial eran totalmente opacos (al grado que era normal que dos cargamentos del mismo crudo que se levantaran el mismo día y fueran al mismo destino se facturaran a precios radicalmente distintos).<sup>503</sup> Esta opacidad ciertamente reducía fricciones con el Ministerio en materia de precios, entre otras cosas porque hacía muy difícil la evaluación de los precios de venta a clientes *afiliados* a partir de la información de precios de venta a clientes no afiliados. Es decir, mientras que en 1983, no había sido posible para PDVSA ofrecer una explicación razonable de por qué el

---

501 En 1982, el Congreso Nacional, por cabildeo de la Vieja PDVSA, le puso un techo de 30 por ciento al VFE, que se fue reduciendo paulatinamente a partir de entonces, hasta finalmente desaparecer por completo a partir de 1996.

502 Sosa Pietri, op. cit.: 75; cursivas nuestras.

503 Ver ejemplos en Juan Carlos Boué, *La internacionalización de PDVSA: una costosa ilusión*. Caracas, Ediciones del Ministerio de Energía y Minas, 2004: 53–4.

precio de un embarque a Alemania era muy inferior a un precio de referencia que era de todos conocido en Venezuela, a partir de 1986 los cuestionamientos de esta índole se volvieron mucho más difíciles incluso de formular, ya que la valoración de todos los embarques era distinta, los precios de venta eran confidenciales y no había ninguna transacción específica que se pudiera seleccionar como referencia para evaluar los precios de transferencia (que, sobre decirlo, también eran confidenciales).

Gracias a la forma en que PDVSA vendía todos aquellos cargamentos que no se movían por canales integrados, durante más de 20 años le fue posible a la compañía incrementar la rentabilidad de sus refinerías mediante precios de transferencia fuertemente descontados (utilizando dinero que de otra manera habría ido a parar al fisco venezolano), y recircular los flujos de caja para adquirir más refinerías. De esta forma, el circuito internacional de PDVSA creció hasta incluir 19 refinerías (con una capacidad instalada de destilación cercana a los 2 MMBD) y tres grandes terminales de almacenamiento en el Caribe. Para cuando el Presidente Chávez llegó al poder, este circuito había absorbido ya alrededor de 6 mil millones de barriles de crudo y productos provenientes de Venezuela (volumen equivalente a las reservas del campo El Furrial, el mayor descubrimiento de la industria petrolera venezolana tras la Nacionalización). El costo de oportunidad para el país de los descuentos con los que fue facturado este volumen se puede estimar en más de 20,000 millones de dólares, tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo.<sup>504</sup> A cambio, entre 1983 y 2000, inclusive, PDVSA no repatrió a Venezuela ni un solo dólar de dividendos provenientes de sus negocios internacionales.<sup>505</sup>

Huelga decir, por cierto, que **el descontrol absoluto en materia de fiscalización de precios, fue un elemento de importancia decisiva**

---

504 Véase Juan Carlos Boué, “El programa de internacionalización de PDVSA: ¿Triunfo estratégico o desastre fiscal?”, *Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales*, 8 (2), 2002: 237-82.

505 La desnacionalización del petróleo venezolano en los años noventa: (I) La internacionalización. Informe dirigido a la Asamblea Nacional por medio de la ‘Comisión Especial para Investigar las Irregularidades Detectadas por el Ministerio de Energía y Petróleo, Cometidas en la Formulación y Celebración de los Convenios Operativos, de las Asociaciones Estratégicas y de los Negocios de Internacionalización. Caracas, Ministerio de Energía y Petróleo, 2005.

**para la Orimulsión. Después de todo, un pseudo–negocio de esta naturaleza solamente habría podido echar raíces en un ambiente de escrutinio fiscal en el cual PDVSA tuviera la libertad de reportar los precios como le diera la gana.**

Naturalmente, **la pérdida de control del Ministerio sobre las actividades de producción y fiscalización de precios, y su indefensión ante el embate de PDVSA, inevitablemente apuntaba a que el gobierno venezolano terminaría por perder inclusive su control sobre el acceso a las tierras petroleras propiedad de la Nación** (asunto éste de la máxima gravedad, ya que el control sobre el territorio nacional es la expresión por antonomasia de la soberanía de un Estado). Esto efectivamente sucedió a partir de principios de la década de los años noventas, cuando PDVSA, con sus asesores transnacionales, pasó a encargarse de la interpretación del régimen jurídico, y de la redacción de los documentos para licitar las áreas involucradas en las tres rondas de Convenios de Servicios Operativos. Con ello, al Ministerio le fue arrebatada la más elemental de todas sus atribuciones, ya que fue PDVSA quien adjudicó los contratos (y la adjudicación del más grande de todos, para el campo Boscán, se hizo sin que siquiera hubiera una licitación de por medio) y fue PDVSA quien se embolsó los bonos pagados por las áreas. La función del Ministerio en este proceso se redujo a sellar y firmar documentos presentados por PDVSA. **De hecho, en la medida que la Apertura se fue acelerando, el Ministerio se vio marginado en un grado cada vez más insólito: en los últimos acuerdos de asociación, por ejemplo, no solamente se dejó totalmente a la discreción de los socios definir las áreas que explotaría la asociación (caso OCN) sino inclusive la clasificación –y, consecuentemente, el tratamiento tributario– que habían de recibir los hidrocarburos que produjera la asociación (caso Sinovensa).** En este segundo caso, desde luego, los socios podían contar con el respaldo adicional que representaba el hecho que el Ministerio ya había cumplido con el deshonroso rol que le había asignado PDVSA en la charada de la des–nacionalización de la FPO: acceder a reclasificar miles de millones de barriles de reservas de crudo extra pesado como bitumen natural (cuya explotación estaba sujeta a tributación “no petrolera”).

**El desmoronamiento del marco legal e institucional para las actividades petroleras en Venezuela trajo consigo el colapso del**

**ingreso fiscal petrolero.** Hasta finales de 1989 inclusive, cuando la contracción del ingreso fiscal dio comienzo a raíz de la consolidación de las cuentas de Citgo con las de PDVSA<sup>506</sup>, el estado venezolano recaudaba en contribuciones diversas aproximadamente 0.70 USD/B por cada dólar de ingreso bruto generado por la industria petrolera. En cambio, entre 1993 y 2002, año tras el cual el gobierno retoma el control del sector petrolero, la parte proporcional de la recaudación en el ingreso bruto de la industria cayó a alrededor de 0.40 USD/B por cada dólar de ingreso bruto. Durante esos años, las pérdidas asociadas solamente a una menor recaudación de impuesto sobre la renta ascendieron a 34,000 MMUSD. De hecho, en el año 2002, se llegó al extremo de que la filial PDVSA Petróleo declarara un ingreso gravable *negativo* (con todo y que el precio de la canasta venezolana de exportación fue 40% superior al registrado en 1998), debido a supuestas pérdidas cambiarias.

**El colapso del ingreso fiscal durante los años de la Apertura no tiene nada de sorprendente. Después de todo, la PDVSA meritocrática nunca concibió al recurso natural petrolero como una propiedad nacional de los venezolanos, que había de valorizar a favor de ellos, sino como un don de la naturaleza que había que poner a disposición de los consumidores globales, con el mínimo de trabas u obstáculos. Por ende, el intento de PDVSA de privatizar la actividad industrial petrolera, por un lado, y de sustituir al Ministerio como administrador del recurso natural, por el otro, no podía tener otro norte que minimizar la contribución fiscal que recibía la Nación a cambio de permitir la explotación de un recurso natural agotable y no renovable de su exclusiva propiedad**

---

506 Aunque con la consolidación de las cuentas de Citgo, los ingresos brutos globales de PDVSA subieron en más de 80 por ciento entre 1989 y 1990, el impuesto sobre la renta liquidado por PDVSA en Venezuela por concepto de exportaciones y ventas en el mercado interno cayó del 46 al 38 por ciento de sus ingresos brutos, en este mismo intervalo. El factor responsable por esta caída es obviamente dicha consolidación (y la importación de costos a la que dio lugar), ya que las exportaciones de crudo y productos petrolíferos generan la totalidad del ingreso gravable de PDVSA en Venezuela y, entre 1989 y 1990, el precio de realización de la mezcla venezolana de exportación se incrementó en un 20 por ciento, de 16.87 USD/B a 20.33 USD/B. La caída tampoco se puede explicar en términos de un cambio en la tasa nominal del impuesto sobre la renta, ya que ésta se mantuvo idéntica.

**y dominio.** Y es que, como observa Mommer, la razón fundamental por la cual nunca se debió “permitir a PDVSA administrar los recursos naturales” era que la “condición de productora” de la compañía, la llevaba a consultar “con las compañías extranjeras y fácilmente ... deja[rse] convencer de que hay que poner tales o cuales condiciones para que el inversionista esté bien interesado en el asunto. Todo eso tiene un sesgo muy fuerte a favor del capital inversionista privado... pasando por alto los intereses que tiene la Nación como dueña de los recursos naturales”.<sup>507</sup>

No hay mejor prueba de este sesgo que la actitud de PDVSA hacia la regalía, que es el mecanismo de retribución patrimonial por excelencia (dado que se tiene que pagar por todo barril producido, inclusive el último, independientemente de si tal producción genera una ganancia para el inversionista). En este sentido, vale la pena recordar que desde su fundación misma, PDVSA había sostenido que la tasa de regalía de un sexto representaba un máximo (a pesar de que antes de la Nacionalización se hubieran conseguido tasas mejores, de hasta 1/3), el cual debería ajustarse a la baja para mejorar la rentabilidad de los proyectos. Con la Apertura Petrolera, PDVSA promovió tasas de regalía del 1 por ciento (CSOs, asociaciones de la FPO) e inclusive del 0% (proyecto Cristóbal Colón). En el caso de la Orimulsión, PDVSA logró imponer un techo (muy bajo) al precio utilizado para calcular las obligaciones de regalía. Y, para cuando el Presidente Chávez llegó al poder, PDVSA ya tenía listo un proyecto secreto (conocido bajo el nombre clave de Araguaney) cuyo objetivo era rebajar la tasa máxima de regalía a un veinteavo (5%). La dirección de la política petrolera del Presidente Chávez, desde luego, ha sido diametralmente opuesta a la de PDVSA, y solamente en materia de regalía, las acciones que ha tomado su gobierno desde el año 2002 (y hasta finales de 2006) permitieron la captación de un ingreso adicional de 26,300 MMUSD respecto a lo que se hubiera recaudado si no se hubieran modificado los términos acordados por la vieja PDVSA.

Los detalles de los otros muchos exabruptos y actos de lesa nación con agravantes que la vieja PDVSA perpetró bajo la égida de la internacionalización y la Apertura Petrolera ahora son (o deberían ser ya) harto conocidos en Venezuela y, por lo demás, son tan numerosos que

---

507 Citado por Arrijoa, op. cit.: 117.

hacer una letanía de ellos es algo que no tiene cabida en una investigación como ésta, máxime que han sido rigurosamente expuestos por el MENPET en sendos informes a la Asamblea Nacional.<sup>508</sup> Sin embargo, no está de más mencionar nuevamente algunos de los disparates más egregios, aunque sea solamente para asombrarse cómo, aún ahora, todavía haya quien pueda pensar seriamente que, entre todas las empresas petroleras nacionales “que pueden competir favorablemente con las grandes petroleras occidentales, como Saudi Aramco y Petrobrás” en términos de la calidad de su gestión, “quizás la petrolera estatal mejor gerenciada que jamás existió ... fuera [la vieja] PDVSA”.<sup>509</sup>

Se antoja que estos admiradores deberían preguntarse cuántas otras empresas nacionales bien gerenciadas conocen que habrían firmado supuestos contratos de servicios en los cuales cada barril producido generaba una pérdida para el país, dado que los pagos por “servicios” acordados por la ilustrada gerencia de PDVSA excedían el valor de mercado de la producción. O qué otra empresa que no fuera la vieja PDVSA habría firmado supuestos contratos de servicios en los cuales cada barril producido le generó pérdidas *durante años* a la compañía, dado que los pagos por “servicios” acordados por la gerencia de PDVSA no dejaban margen suficiente para que ésta última liquidara la regalía correspondiente (¡como era el caso de casi la *mitad* de los CSOs!).<sup>510</sup> O inclusive cuántas compañías nacionales habrían inflado artificialmente mediante descuentos los ingresos gravables de sus filiales

---

508 La desnacionalización del petróleo venezolano en los años noventa: (II) Los convenios operativos. Informe dirigido a la Asamblea Nacional por medio de la ‘Comisión Especial para Investigar las Irregularidades Detectadas por el Ministerio de Energía y Petróleo, Cometidas en la Formulación y Celebración de los Convenios Operativos, de las Asociaciones Estratégicas y de los Negocios de Internacionalización. Caracas, Ministerio de Energía y Petróleo, 2005: 10.

509 Tina Rosenberg, “The Perils of Petrocracy”, *New York Times Magazine*, 4 de Noviembre 2007.

510 En el convenio Oritupano-Leona, el valor del estipendio máximo total se fijó en 10 USD/B, en un momento en que el precio aplicable al crudo era de tan sólo 6.80 USD/B. Así, entre el primer trimestre de 1998 y el segundo trimestre de 1999, PDVSA pagó por sus servicios al dizque contratista 117% del valor de mercado del crudo. Además PDVSA acordó un incentivo adicional equivalente al 38% del valor de mercado, por lo que la remuneración del contratista, en un escenario de precios bajos, podría haber llegado al 175% del valor mercantil de la producción.

de refinación en los Estados Unidos, dando lugar a pagos innecesarios de impuesto sobre la renta en este país por más de 1,000 MMUSD (cosa que demuestra, de paso, PDVSA no tenía objeción al pago de impuestos en sí, ¡siempre y cuando los impuestos no se recaudaran en Venezuela!).

**El “negocio” de la Orimulsión quizás constituye el ejemplo más nítido del diseño de PDVSA de minimizar, de forma sistemática, el valor de los recursos petroleros de Venezuela.** Por lo tanto, no deja de ser paradójico que este producto continúe disfrutando de una muy alta estima en el seno de la opinión pública venezolana. Aún más notable es que, entre los apologistas más fervientes de la Orimulsión se encuentren muchas personas cuyas posiciones políticas los sitúan más bien a la izquierda del espectro. Como ya se ha dicho repetidamente, para ellos, el desmantelamiento de Bitor es una decisión que ha sido tomada a instancias de intereses de gobiernos y compañías extranjeras y que, por lo mismo, traiciona al interés nacional venezolano. Estas personas parecen coincidir en lo fundamental con el punto de vista de que la gestión de la industria petrolera nacionalizada desde el nacimiento de PDVSA en 1976 hasta el conato de golpe de estado de abril de 2002 y el sabotaje petrolero de noviembre de 2002, se caracterizó por una larga y penosa sucesión de negocios montados a espaldas y en contra de la República, todos ellos con efectos fiscales desastrosos. **Pero, de forma contradictoria, mantienen contra viento y marea (por no decir evidencias empíricas inobjectables) que el único negocio entre todos los que emprendió la vieja PDVSA que no merece ser descalificado de esta manera es la Orimulsión (con todo y que ésta fue promovida de manera más que entusiasta por la Meritocracia).**<sup>511</sup> Y no cesan de lamentar que, a raíz de la decisiva acción del MENPET, “ahora la faja bituminosa se va a llamar petrolífera, después de años de esfuerzo para lograr que nuestras reservas

---

511 Como ejemplo puede consultarse Rafael Quiróz, *Meritocracia petrolera, ¿mito o realidad?* Caracas, Editorial Panapo, 2003. En el número ya citado de la *Revista. Harvard Review of Latin America*, cualquiera puede constatar la asombrosa convergencia en lo tocante a las bondades de la Orimulsión entre los puntos de vista de Luis Giusti y Alberto Quirós Corradi, por un lado, con los de sus supuestamente acérrimos detractores, Víctor Poleo y Elie Habalían, por el otro.

fueran identificadas correctamente”.<sup>512</sup> Quizás la única explicación de esta postura de total cerrazón ante la verdadera naturaleza económica de la Orimulsión, y la colosal destrucción de valor económico que este negocio supuso, es que se trata de una manifestación análoga a la ceguera selectiva que afecta a quienes compran obras de artes falsificadas, y descubren que entre más dinero hayan pagado por éstas, más difícil les resulta convencerse de que no son genuinas.

La gestión empresarial de la industria petrolera nacionalizada es un tema que, por razones comprensibles, no puede más que encender fuertes pasiones en el seno de la opinión pública venezolana. Por lo mismo, las opiniones en torno a los diversos aspectos de dicha gestión a menudo se expresan en un lenguaje cargado de términos emotivos, que desafortunadamente relega a un segundo plano datos numéricos concretos que resultan indispensables para formar juicios sólidos en torno a las realidades económicas del negocio petrolero en Venezuela. Esto ciertamente ha sido el caso de las polémicas en contra de la decisión de parte del MENPET de cerrar Bitor y suspender la producción y comercialización de Orimulsión. Ahora bien, la visión del negocio de la Orimulsión presentada en este informe se ha sustentado en las frías (pero no por ello menos alarmantes) cifras que se desprenden de operaciones comerciales de Bitor con sus clientes. De dichas cifras no puede más que desprenderse una conclusión: la visión propagada por los apologistas de la Orimulsión no es más que una urdimbre de especulación, desinformación e invectiva, la cual pudo ser desenmascarada como tal solamente gracias a los esfuerzos constantes del MENPET de valorizar los recursos petroleros de Venezuela, encarnados en la política de Plena Soberanía Petrolera.

Aún cuando la Orimulsión parece haber llegado a su fin, no por ello puede asumirse que una iniciativa similar nunca más podrá repetirse en Venezuela (basta examinar algunas de las propuestas en torno a la reforma de los artículos 302 y 303 de la Constitución bolivariana para apreciar los riesgos que existen en este sentido, o la sugerencia emanada de la propia Asamblea Nacional de hacer frente a la demanda insatisfecha de electricidad en Venezuela instalando turbinas que

---

512 Rafael Quiroz, citado en “Precio del barril de Orimulsión se había elevado a 10 dólares”, *El Universal*, 10 de octubre de 2003: 1-16.

quemem Orimulsión).<sup>513</sup> Y es que todavía no han sido subsanadas las fallas *institucionales* que fomentaron y permitieron el desastre que fue la Orimulsión. Por ello, se debe plantear como una meta urgente la reconstrucción del Ministerio de Energía y Petróleo. Dicha meta encarna la lección de que la conducción en el largo plazo de los principios rectores tradicionales de la política petrolera venezolana (en especial, la exigencia de que la Nación siempre reciba una retribución patrimonial justa por cada barril producido en Venezuela) no puede ni debe confiarse solamente a la diligencia y vigilancia de individuos, por exaltado que parezca ser su sentimiento patriótico. En vista de la brevedad del horizonte de tiempo que representa la vida de un individuo contra la vida de la Nación, y dada la vulnerabilidad y propensión de los hombres de ser arrastrados por temporales políticos como los que sacudieron a Venezuela durante la década de los años noventas del siglo pasado, ha quedado nuevamente de relieve que, como observara en alguna oportunidad el Libertador mismo, “un país que está pendiente de la vida de un hombre corre tanto riesgo como si lo jugaran todos los días a la suerte de los dados”.<sup>514</sup> Por ello, la política petrolera venezolana debe nuevamente hacerse de un asiento *institucional* robusto, ya que sólo así se podrá mantener a sus principios rectores resguardados de estos temporales, y de los prejuicios e instintos anti-nacionales de hombres como los arquitectos de la *Apertura Petrolera*, los cuales estuvieron demasiado cerca de poder alcanzar su meta de expropiar el recurso natural más valioso de la Nación venezolana en beneficio de los consumidores de energía en los países desarrollados del mundo.

Como agudamente observara Bernard Mommer en 1998, tras la Nacionalización petrolera, “el problema central era redefinir los papeles de PDVSA como compañía productora, el papel del MEM como administrador del recurso natural, el papel del Estado como accionista, y todo ello salvaguardando los derechos soberanos del Estado”. Este problema, sin embargo, no se resolvió y “la falta de un nuevo marco regulatorio, junto con el colapso que ... [sufrió] el país desde la nacionalización... [trajo] aparejado que PDVSA fuera

---

513 Respecto a la propuesta de la Asamblea Nacional de “comprar a China y Rusia turbinas de carbón, Orimulsión y energía nuclear [sic.]”, véase *El Nacional*, 4 de septiembre de 2008: pp. A1 y A6.

514 Simón Bolívar al doctor Estanislao Vergara, comunicación fechada 13 de julio de 1829, en contra de la coronación de un príncipe europeo.

asumiendo todas estas funciones a la vez”.<sup>515</sup> Es decir, la falta de un marco regulatorio adecuado llevó, al final de cuentas, a que el Estado perdiera cualquier control sobre el sector petrolero, al grado que en el año 2002, la compañía petrolera estatal promovió y participó en dos golpes de mano —el primero militar, el segundo económico— encaminados a derrocar a las autoridades gubernamentales legítimamente constituidas de Venezuela.

La consolidación de la nueva PDVSA solamente puede ser una cara de la medalla de la recuperación del control estatal sobre el sector petrolero. Pero sería un error grave que, en aras de promover la recuperación de PDVSA, se descuidara la reconstrucción del Ministerio. Estas dos iniciativas tienen que avanzar conjuntamente, so pena que se olvide una lección crucial; a saber, que cuando el tren ejecutivo de la vieja PDVSA destruyó al Ministerio, de paso destruyó también a la empresa petrolera nacional como tal y la convirtió en un Caballo de Troya para compañías y gobiernos extranjeros.

En este sentido, es indudable que la política de Plena Soberanía Petrolera ha avanzado a pasos firmes, registrando éxito contundentes, tanto en el plano nacional como en el internacional. Pero todavía queda por recorrer una buena parte del camino, especialmente en lo que se refiera a la consolidación institucional de dicha política. De hecho, hay que tener presente que ese camino, en realidad, no tiene fin. La soberanía nunca es una condición definitiva, automática; siempre es necesario estar vigilante y tomar las medidas necesarias para defenderla, porque quien baja la guardia, corre el riesgo de perderla (como lo demuestra la lamentable historia de la *Apertura Petrolera*). El pueblo soberano nunca puede dejar de estar alerta.

---

515 Citado en Arrijoa, op. cit.: 94.



## APÉNDICE

### ANÁLISIS DETALLADO DE CONTRATOS SELECCIONADOS DE ORIMULSIÓN

“Guardaos de los falsos profetas, que vienen a vosotros con disfraces de ovejas, pero por dentro son lobos rapaces.

Por sus frutos los conoceréis. ¿Acaso se recogen uvas de los espinos o higos de los abrojos?

Así, todo árbol bueno da frutos buenos, pero el árbol malo da frutos malos.

Un árbol bueno no puede producir frutos malos, ni un árbol malo producir frutos buenos.

Todo árbol que no da buen fruto, es cortado y arrojado al fuego.

Así que por sus frutos los reconoceréis”.

*Evangelio según San Mateo, 7, 15-20*



Vendedor: Bitor S.A.  
 Comprador: Arawak Cement Company Limited  
 Localización: Maycock's Bay, St. Lucy  
 País: Barbados  
 Duración: 10 años a partir de 1996, con un período de terminación de seis meses.  
 Incoterm: CIF  
 Volumen: 40 KTM de Orimulsión por año (478 BD de crudo extrapesado)

Combustible de diseño de la caldera: Combustible residual  
 Legislación aplicable: Inglaterra y Gales  
 Referencia de precio: carbón

Fórmula de precio:

$$P_T = [P_0 (I_T/I_0) * GCV_T/GCV_0] + F$$

donde:

$P_T$  = Precio CIF de la Orimulsión, en USD/TM  
 $P_0$  = Precio Base FOB de la Orimulsión, acordado por las dos partes al firmarse el contrato, en 38.50 USD/TM (8.81 USD/B de crudo extrapesado).  
 $I_T$  = Valor de la Cesta de Carbones para el trimestre anterior, en USD/TM.  
 Cesta de carbones: Para cualquier trimestre dado, la cesta de carbones utilizada en la determinación del precio de la Orimulsión consistía en los valores FOB de cotizaciones de carbones tomadas de la revista *Coal Magazine International*, provenientes de los siguientes orígenes (el valor de la cesta era el promedio aritmético de las tres cotizaciones):

Estados Unidos: Hampton Roads (13.000 BTU/lb)  
 Estados Unidos: Costa del Golfo (12.500 BTU/lb)  
 Colombia: Bolívar (12,000 BTU/lb)

$I_0$  = Valor de la Cesta de Carbones para el segundo trimestre de 1996, fijado en 39.06 USD/TM  
 $GCV_T$  = Poder calórico bruto de la Orimulsión en cada cargamento, en Mega-joules por kilogramo (MJ/K)  
 $GCV_0$  = Poder calórico bruto de la Orimulsión acordado por las dos partes al firmarse el contrato, y fijado en 30.2 MJ/K  
 $F$  = Costo real de transportar la Orimulsión del puerto de carga al puerto de descarga, más seguros, en USD/TM

El precio FOB ponderado de todo el crudo extrapesado entregado a Arawak en forma de Orimulsión es de 9.79 USD/B.

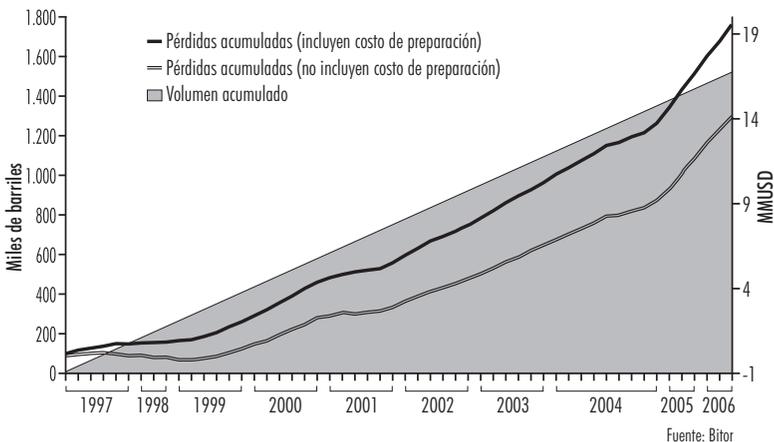
**Sinopsis comercial.** Las pérdidas acumuladas en la facturación FOB de crudo extrapesado por concepto de entregas de Orimulsión a Arawak hasta la suspensión de entregas de Orimulsión por causas de fuerza mayor (1.55 MMB), totalizan 14.2 MMUSD (9.31 USD/B en términos unitarios) respecto al precio del extrapesado vendido como crudo Merey en Estados Unidos, y sin incluir el costo promedio de preparación de la Orimulsión. Estas pérdidas equivalen al 69 por ciento del valor total facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 95 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión (gráficos A.1 y A.2).

Si se toman en cuenta los costos promedio de preparación de la Orimulsión, las pérdidas totales asociadas a las ventas a Arawak ascienden a 19.5 millones de dólares (12.76 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 94 por ciento del valor total facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 130 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión.

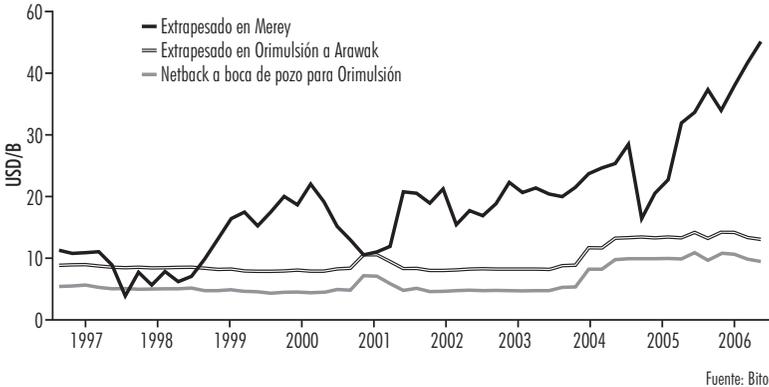
Tras la suspensión de entregas de Orimulsión a Arawak, Bitor continuó entregando a esta última, hasta la fecha de expiración del contrato, combustible residual a manera de combustible sustituto. Estos envíos totalizaron 83.7 MB de combustible residual. Las pérdidas asociadas a estos volúmenes no se incluyen en los totales de pérdidas presentados arriba.

El contrato con Arawak no se renovó a su expiración.

**Gráfico A.1**  
**Desempeño de las ventas de Orimulsión a Arawak, 1997-2006**



**Gráfico A.2**  
**Precio facturado de crudo extrapesado a Arawak vs. precio del extrapesado en crudo Merrey para destinos en Estados Unidos, 1997-2006**



Vendedor: Bitor S.A.  
 Comprador: China National United Oil Corporation (Cnuoc)  
 Localización: "Plantas de generación de electricidad y otros clientes para combustibles en la República Popular de China" (cláusula 2.01)  
 País: China  
 Duración: Abril 2001 a 31 de marzo 2004, "hasta que un nuevo módulo de producción a ser construido por una compañía mancomunada entre el Vendedor y China National Petroleum Corporation entre en operación comercial" (*Considerandos*)  
 Incoterm: FOB  
 Volumen: (i) para abril 2001 a 31 de marzo 2002: 1.200.000 tons. (14.400 BD de crudo extrapesado)  
 (ii) para abril 2002 a 31 de marzo 2004: 1.500.000 tons. (18.000 BD de crudo extrapesado)

Combustible de diseño de la caldera: N.A. (no se especificaban destinos específicos)  
 Legislación aplicable: Inglaterra y Gales  
 Referencia de precio: carbón

Fórmula de precio: El precio FOB para la Orimulsión se fijó en 32 USD/TM (7.33 USD/B de crudo extrapesado) para el primer año del contrato. Para los dos años subsiguientes, el precio habría de determinarse mediante la siguiente fórmula:

$$P_T = P_0 * K * (GCV_T / GCV_0)$$

donde:

- $P_T$  = Precio FOB de la Orimulsión, en USD/TM  
 $P_0$  = Precio base de la Orimulsión, fijado en 32 USD/TM (7.33 USD/B de crudo extrapesado)  
 K = Índice de precios de la canasta de carbones  
 $GCV_T$  = Poder calorífico bruto del cargamento de Orimulsión  
 $GCV_0$  = Poder calorífico bruto base, válido para la duración del contrato y acordado en 30.3 MJ/Kg.

El precio calculado conforme a esta fórmula no podía ser inferior a 30 USD/TM (6.87 USD/B de crudo extrapesado), aunque el contrato estipulaba que si “las condiciones en el mercado de energía cambiaran dramáticamente, de manera tal que se afectara la competitividad de la Orimulsión en el mercado chino de electricidad, las Partes determinarían un precio nuevo que fuera apropiado”.

El índice de precios de la canasta de carbones se calculaba utilizando cotizaciones FOB publicadas en *Coal Week International (CWI)*

$$K = \frac{(50 \text{ por ciento} * \text{Aus NC}_T + 50 \text{ por ciento} * \text{China QC}_T)}{(50 \text{ por ciento} * \text{AusNC}_0 + 50 \text{ por ciento} * \text{China QC}_0)}$$

donde:

- K = Índice de precios de la canasta de carbones  
 $\text{Aus NC}_T$  = Australia-Newcastle (12.000 BTU/lb) precio promedio cotizado por *CWI* para la fecha de conocimiento de embarque del cargamento  
 $\text{Aus NC}_0$  = Australia.Newcastle (12.000 BTU/lb) precio promedio cotizado por *CWI* para el primer trimestre de 2001 (válido durante la vigencia del contrato)  
 $\text{China QC}_T$  = Carbón local Qinhuangdao (11.200 BTU/lb) precio promedio cotizado por *CWI* para la fecha de conocimiento de embarque del cargamento  
 $\text{China QC}_0$  = Carbón local Qinhuangdao (11.200 BTU/lb) precio promedio cotizado por *CWI* para el primer trimestre de 2001 (válido durante la vigencia del contrato)

En la página 2 de la *Hoja de Términos para un Contrato de Tres Años de Orimulsión entre China National United Corporation, CNPC Fuel Oil Corporation Limited y Bitúmenes Orinoco S.A. (Bitor)*, firmada en Beijing el 26 de febrero de 2001, se encuentra la siguiente explicación del precio base escogido para este contrato (las cursivas son nuestras):

Sobre la base de la carta del Sr. [Luis] Pacheco a CNPC Fuel fechada el 27 de diciembre de 2000, el precio original FOB ofrecido es de 34

USD/TM [7.78 USD/B de crudo extrapesado]. Este precio fluctuará de acuerdo al índice de precios de una cesta de carbones. Sin embargo, debido a la situación actual en el mercado de fletes, *Bitor accede a conceder un descuento de 2 USD/TM [0.46 USD/B de crudo extrapesado] por la duración del contrato.*

El precio FOB ponderado de todo el crudo extrapesado entregado a Cnuoc en forma de Orimulsión, incluyendo entregas por cuenta de Sinoventa en diciembre de 2006 y enero de 2007, es de 8.55 USD/B.

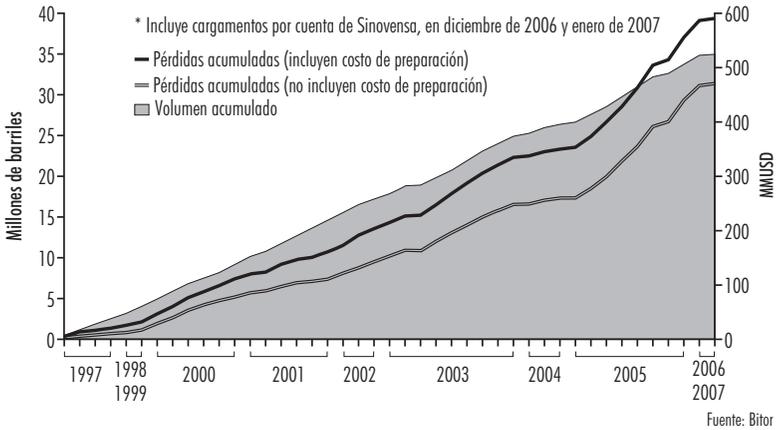
Otras cláusulas significativas. La cláusula 2.01 del contrato explícitamente señalaba que “las Partes han acordado que el Comprador no utilizará a la Orimulsión como insumo en la manufactura de asfalto”. El cliente chino ignoró dicha prohibición abiertamente.

**Síntesis comercial.** Las pérdidas acumuladas en la facturación FOB de crudo extrapesado por concepto de entregas de Orimulsión a Cnuoc hasta enero de 2007 (35 MMB), totalizan 471 MMUSD (13.46 USD/B en términos unitarios) respecto al precio del extrapesado vendido como crudo Merey en Estados Unidos, y sin incluir el costo promedio de preparación de la Orimulsión. Estas pérdidas equivalen al 162 por ciento del valor total facturado (gráficos A.3 y A.4).

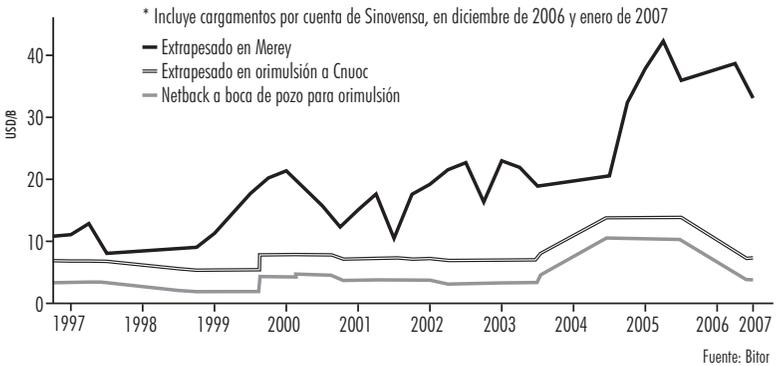
Si se toman en cuenta los costos promedio de preparación de la Orimulsión, las pérdidas totales asociadas a las entregas a Cnuoc ascienden a 592 millones de dólares (16.91 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 203 por ciento del valor total facturado.

Además de que Cnuoc utilizó sus suministros de Orimulsión principalmente en la manufactura de asfalto, una proporción significativa (aproximadamente 30 por ciento) de la Orimulsión entregada a esta compañía fue revendida fuera de China. El Menpet rastreó dichos embarques a través de dos agencias de inteligencia marítima: *Lloyd's Marine Intelligence Unit* y *Lloyds Register/Sea Web*. El Menpet pudo rastrear embarques de Orimulsión por un volumen total de 44.9 MMB. De este volumen, 30.8 por ciento (13.8 MMB) nunca llegó a China (cuadro A.1). Singapur fue el destino real para 18 por ciento del volumen rastreado de Orimulsión entregado a Cnuoc, ¡la cual llegó al extremo de revender Orimulsión en Taiwán!

**Gráfico A.3**  
**Desempeño de las ventas de Orimulsión a Cnuoc, 1997-2007\***



**Gráfico A.4**  
**Precio facturado de crudo extrapesado a Cnuoc vs. precio del extrapesado en crudo Merey para destinos en Estados Unidos, 1997-2007\***



**Cuadro A.1**  
**Destino real de los cargamentos**  
**de Orimulsión vendidos a Cnuoc, 1997-2007**

Fecha de conocimiento de embarque	Nombre del buque tanque	Puerto de descarga	País/región	Barriles de Orimulsión
11-4-1997	Knock Dun	N.D.	N.D.	873.833
3-7-1997	Kamlesh	N.D.	N.D.	946.813
11-11-1997	Kamlesh	N.D.	N.D.	929.896
16-12-1997	Kamlesh	Qingdao	China	943.051
11-4-1999	Front Driver	Qingdao	China	952.636
18-6-1999	J. Bennett Johnson	Huangpu	China	1.343.810
26-2-2000	J. Bennett Johnson	Huangpu	China	1.137.472
2-7-2000	Nordmillenium	Ningbo	China	1.324.956
26-8-2000	Emma Maersk	Ningbo	China	1.046.999
2-10-2000	British Progress	Huangpu	China	1.354.974
4-3-2001	Meridian Lion	Ningbo	China	1.372.512
28-4-2001	Berge Ariake	Ningbo	China	936.928
11-7-2001	Ulan	China, no especificado	China	1.332.636
3-9-2001	Utik	Taiwán	Taiwán	1.372.660
5-11-2001	Ulan	Huangpu	China	1.247.944
28-1-2002	Utah	Singapur	Singapur	1.374.287
15-4-2002	Ulan	Singapur	Singapur	1.404.065
29-6-2002	Utik	Singapur	Singapur	1.528.651
15-10-2002	Nysa	China, no especificado	China	936.286
21-2-2003	Eirini	Singapur	Singapur	912.669
26-4-2003	Utah	Fujairah	Golfo Pérsico	1.372.794
24-5-2003	World Luna	Zhoushan	China	124.800
5-7-2003	Overseas Donna	China, no especificado	China	1.407.025
23-8-2003	Ehm Maersk	Zhongshan	China	1.366.020
25-10-2003	Maia	China, no especificado	China	1.570.471
25-11-2003	World Luck	Zhoushan	China	1.588.709
28-12-2003	La Paz	Zhoushan	China	1.372.800
29-1-2004	Ubud	Zhoushan	China	1.374.560
24-12-2004	Utik	Shanghai	China	495.622
7-2-2005	Crude Sun	China, no especificado	China	1.828.806
3-4-2005	Maritime Jewel	Singapur	Singapur	1.375.566
10-5-2005	Universal Hope	Singapur	Singapur	1.401.496
19-6-2005	Front Scilla	Mina al Ahmadi	Golfo Pérsico	1.726.163
30-7-2005	Universal Hope	Ningbo	China	1.722.200
2-10-2005	Universal Peace	China, no especificado	China	1.810.457
31-12-2005	Golden Victory	Zhoushan	China	606.862
10-12-2006	Cosgreat Lake	Zhanjiang	China	1.718.000
4-1-2007	Front Chief	Fujairah	Golfo Pérsico	1.379.048
17-1-2007	Universal Peace	Dalian	China	232.586
<b>Total</b>				<b>47.747.062</b>

Fuentes: Lloyd's Marine Intelligence Unit, Lloyds Register /Sea Web

Vendedor: Bitor S.A.  
 Comprador: Duke Energy International Guatemala y Cía. SCA  
 Localización: Puerto Quetzal  
 País: Guatemala  
 Duración: Mayo de 2003 a 31 de diciembre de 2005  
 Incoterm: FOB  
 Volumen: (i) para 2003: 100.000 tons. (1.200 BD de crudo extrapesado)  
 (ii) para 2004-5: 300,000 tons. (3.600 BD de crudo extrapesado)

Combustible de diseño de la caldera: Diesel (planta de Las Palmas). Dependiendo de los resultados obtenidos en Las Palmas, Duke pensaba construir otra termoeléctrica en las cercanías (planta de Arizona), diseñada expresamente para quemar Orimulsión. Legislación aplicable: Nueva York

Fórmula de precio:

$$PV = BP (IF) (NCV_T / NCV_0) + F_B (WSF_T / WSF_B) (WSR_T / WSR_B) + PC$$

donde:

PV = Precio de la Orimulsión en USD/TM  
 BP = Precio Base FOB de la Orimulsión, acordado por las dos partes en 45.26 USD/TM (10.36 USD/B de crudo extrapesado) para los años 2003, 2004 y 2005.  
 IF = Factor de inflación. Valor de 1.0 para 2003, 1.025 para 2004 y 1.05065 para 2005  
 $NCV_T$  = Poder calórico neto de la Orimulsión en cada cargamento, en BTU/lb  
 $NCV_0$  = Poder calórico neto de la Orimulsión acordado por las dos partes al firmarse el contrato, y fijado en 11.952 BTU/lb  
 $F_B$  = Flete base de 7.10 USD/TM para un navío tipo Panamax en lote mínimo de 50.000 tons., válido por la duración del contrato  
 $WSF_T$  = El flete Worldscale por una travesía de Jose a San José, Guatemala, para el año correspondiente, conforme a la publicación *New Worldwide Tanker Nominal FreightScale Worldscale*, publicado por la Worldscale Association (London) Limited.  
 $WSF_B$  = 5.64 USD/TM. Esta cifra sería valedera por la duración del acuerdo.  
 $WSR_T$  = La cotización (expresada como un porcentaje de la tasa Worldscale aplicable) para un tanquero Panamax para el trayecto Jose-San José, provista por ASBA Tanker Broker Panel L.L.C. en un término de cinco días a partir de la fecha de comienzo de carga.  
 $WSR_B$  = 120. Esta cifra sería valedera por la duración del acuerdo  
 PC = Cuotas del Canal de Panamá, conforme a la información de WorldScale

El precio FOB ponderado de todo el crudo extrapesado entregado a Duke en forma de Orimulsión es de 10.54 USD/B.

**Otras cláusulas significativas.** La cláusula 14.1 especificaba que, de presentarse “cualquier obstáculo o interferencia a la disponibilidad de Orimulsión que retrasara, obstaculizara o previniera al vendedor de suministrar Orimulsión conforme al Acuerdo”, y que además interfiriera con la capacidad del vendedor de “mantener sus otras obligaciones de suministrar Orimulsión a otros clientes”, entonces Bitor estaría obligado a “repartir la Orimulsión disponible entre sus clientes de una forma no discriminatoria”.

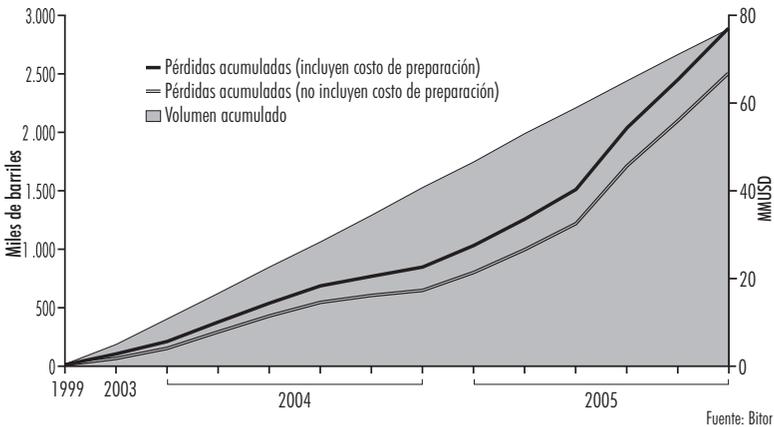
En la cláusula 33.3, Bitor renunciaba a su privilegio de inmunidad soberana en conexión a disputas derivadas del acuerdo.

**Sinopsis comercial.** Las pérdidas acumuladas en la facturación FOB de crudo extrapesado por concepto de entregas de Orimulsión a Duke (2.89 MMB), totalizan 66 MMUSD respecto al precio del extrapesado vendido como crudo Merey en Estados Unidos (23.17 USD/B en términos unitarios), sin incluir el costo promedio de preparación de la Orimulsión. Estas pérdidas equivalen al 219 por ciento del valor total facturado a Duke (gráficos A.5 y A.6).

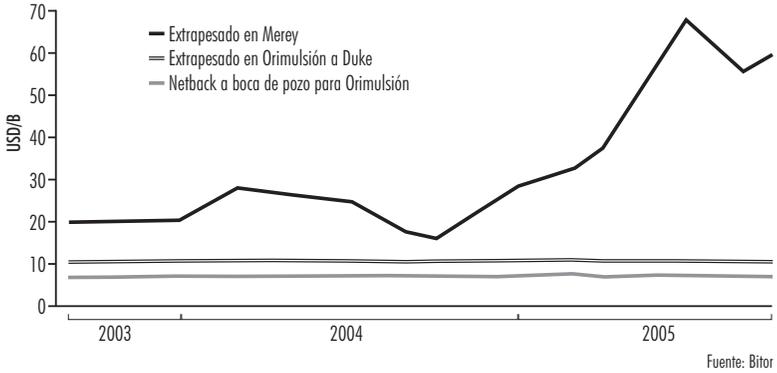
Si se toman en cuenta los costos promedio de preparación de la Orimulsión, las pérdidas totales asociadas a las entregas a Duke ascienden a 77 millones de dólares (26.62 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 252 por ciento del valor total facturado a Duke.

El contrato con Duke no se renovó a su expiración.

**Gráfico A.5**  
**Desempeño de las ventas de Orimulsión a Duke, 1999-2005**



**Gráfico A.6**  
**Precio facturado de crudo extrapesado a Duke Energy vs. precio del extrapesado en crudo Merrey para destinos en Estados Unidos, 2003-2006**



- Vendedor: Bitor S.A.  
Comprador: ENEL Trade S.P.A.  
Localización: Brindisi Sud, Fiume Santo, San Filippo del Mela, Porto Tolle, Termini Imerese  
País: Italia  
Duración: Noviembre de 2000 a 31 de diciembre de 2003. Contrato no firmado con vigencia de enero 2004 a diciembre de 2018, sujeto a un acuerdo de precio entre las partes en diciembre de 2006. Este contrato fue antefirmado por un funcionario de Bitor, pero nunca fue refrendado por un firmante autorizado debido a la intervención del Menpet. El contrato no firmado con ENEL se concibió como sustituto para un proyecto mucho más ambicioso de asociación entre la compañía italiana y Bitor, el cual contemplaba producir hasta 7.25 millones de toneladas de Orimulsión por año (87 MBD de crudo extrapesado) en un módulo dedicado (MPE-2), para abastecer primordialmente al mercado italiano de combustibles de generación eléctrica. ENEL esperaba levantar como mínimo 5.2 millones de toneladas de Orimulsión por año (62 MBD de crudo extrapesado) a partir de 2003, tras la reconfiguración de la central de Porto Tolle. De haberse concretado este plan, para 2003 ENEL habría estado generando aproximadamente 10 por ciento del suministro doméstico de electricidad en Italia mediante Orimulsión. Sin embargo, el proyecto naufragó ante las objeciones de ENEL al contenido de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2002.
- Incoterm: FOB. Entre 1997 y 2000, ENEL levantó un total de 32 MMB de barriles de Orimulsión para realizar pruebas comerciales del producto, sobre una base CIF. El incoterm para el proyecto de asociación Bitor-ENEL era DES.
- Volumen: 2000-2003: 2.750.000 tons. (33.000 BD de crudo extrapesado), y hasta 350.000 tons. (4,100 BD de crudo extrapesado) adicionales. 2004-2006: 1.300.000 tons. (15.600 BD de crudo extrapesado) y hasta 500.000 tons. (5.900 BD de crudo extrapesado) adicionales. 2007-2018: volumen base entre 1.300.000 tons. (15.600 BD de crudo extrapesado) como mínimo, y 2.700.000 tons. (32.300 BD de crudo extrapesado), como máximo, establecido a opción del comprador, quien tendría que notificar al vendedor de su decisión a más tardar el 31 de marzo de 2004. El comprador podría asimismo levantar hasta 500.000 tons. (5.900 BD de crudo extrapesado) adicionales cada año.
- Combustible de diseño de la caldera: Combustible residual/carbón pulverizado (Brindisi Sud y Fiumesanto); combustible residual (San Filippo del Mela, Porto Tolle, Termini Imerese).
- Legislación aplicable: Venezuela

Fórmula de precio:

P = B \* NCV/27.2

P = Precio de la Orimulsión en USD/TM

B = Precio Base FOB de la Orimulsión, conforme al siguiente cronograma:

2000-2003 = 36 USD/TM (8.24 USD/B de crudo extrapesado)

2004 = 43 USD/TM (9.84 USD/B de crudo extrapesado)

2005 = 44 USD/TM (10.07 USD/B de crudo extrapesado)

2006 = 45 USD/TM (10.30 USD/B de crudo extrapesado)

2007-2018 = Precio a negociarse en “buena fe” por ambas partes, tomando en cuenta “la competitividad de la Orimulsión en las instalaciones relevantes de ENEL así como los criterios internos de Bitor relativos a la competitividad del producto”. En caso de que las partes no llegaran a un acuerdo para marzo de 2004, el contrato terminaría el 31 de diciembre de 2008.

NCV = Valor calorífico neto en MJ/Kg.

El precio FOB ponderado de todo el crudo extrapesado entregado a ENEL en forma de Orimulsión es de 8.08 USD/B.

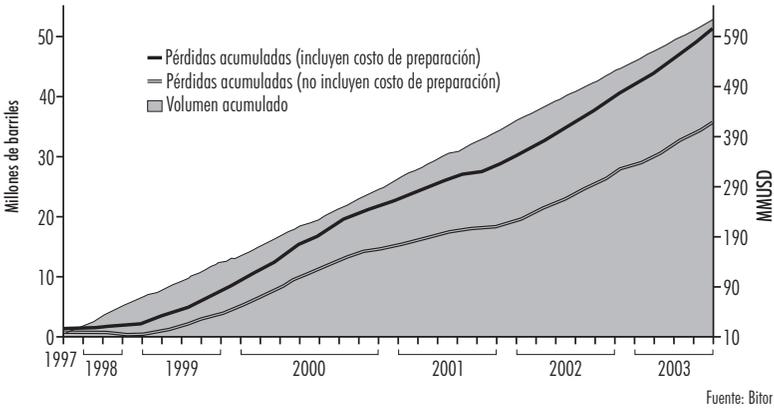
El proyecto de asociación Bitor-ENEL contemplaba poner un techo de 50 USD/TM (11.45 USD/B) al precio entregado de la Orimulsión, por un período de cinco años tras la reconfiguración de Porto Tolle.

**Otras cláusulas significativas.** La cláusula 28 del contrato original con ENEL especificaba que, “el Vendedor debía, a su pleno cuidado y cargo, remover o causar la remoción de las cenizas resultantes de la combustión de Orimulsión en las centrales de Brindisi Sud, Fiume Santo y S. Filippo del Mela, para su utilización posterior o desecho en cumplimiento de las leyes, reglas y regulaciones italianas. El cumplimiento de dicha obligación es un término de la esencia del acuerdo. Cualquier ceniza de Orimulsión contaminada o mezclada con cualquier otra ceniza de combustión... habría de ser removida por el comprador”.

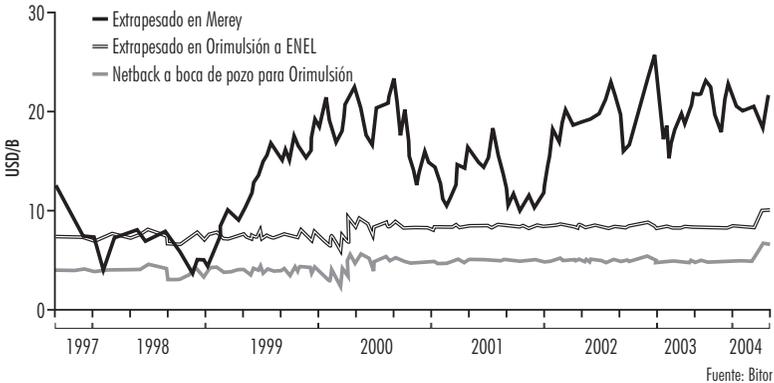
**Sinopsis comercial.** Las pérdidas acumuladas en la facturación FOB de crudo extrapesado por concepto de entregas de Orimulsión a ENEL de 1997 a 2004 (53 MMB en total), respecto al precio del extrapesado vendido como crudo Merey en Estados Unidos, totalizaron 420 MMUSD (7.93 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 91 por ciento del valor total facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 99 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión (gráficos A.7 y A.8).

Si se toman en cuenta los costos de producción de Orimulsión, las pérdidas totales asociadas a las entregas a ENEL ascienden a 602

**Gráfico A.7**  
**Desempeño de las ventas de Orimulsión a ENEL, 1997-2004**



**Gráfico A.8**  
**Precio facturado de crudo extrapesado a ENEL vs. precio del extrapesado en crudo Mery para destinos en Estados Unidos, 1997-2004**



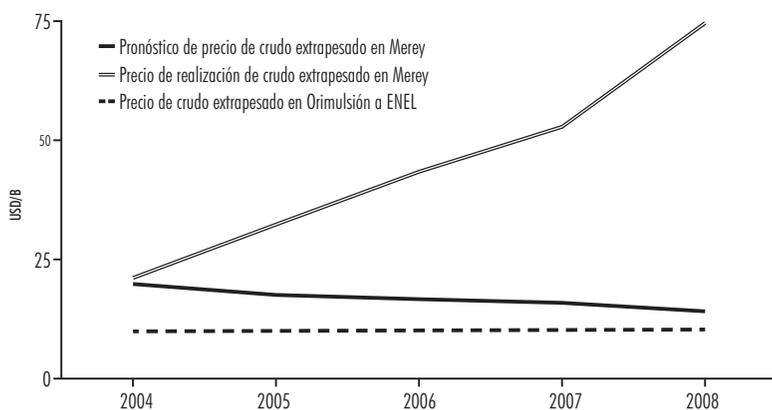
millones de dólares (11.38 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 131 por ciento del valor total facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 141 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión.

El contrato con ENEL no se renovó a su expiración. En 2004, el Menpet negó a Bitor la autorización de firmar un nuevo contrato de

largo plazo con ENEL. Como gesto de buena voluntad, el Menpet permitió que se suministraran a ENEL dos últimos cargamentos de Orimulsión, en febrero y marzo de 2004, sobre una base *spot*. Después de esto, ENEL procedió a demandar a Bitor por incumplimiento de contrato, argumentando que el suministro de dichos cargamentos demostraba la existencia de un contrato de largo plazo entre ambas partes. El tribunal arbitral constituido para ventilar esta controversia falló a favor de Bitor por 3 árbitros a cero, y determinó que ENEL tendría que pagar todos los gastos relacionados con el proceso legal.

Cuando el Menpet no permitió que se firmara un nuevo contrato de suministro con ENEL, el Valor Presente Neto (VPN) de dicha decisión para los años firmes del contrato (es decir, de 2004 hasta diciembre de 2008) se estimó en 149 MMUSD para el volumen mínimo y 206 MMUSD para el volumen máximo, sobre la base de un escenario de precios preparado a finales de 2003 (gráfico A.9). Debido al comportamiento de los precios internacionales del petróleo crudo entre 2004 y 2008, el ahorro real atribuible a esta decisión ha sido de 989 MMUSD al volumen mínimo de entrega, y 1.369 MMUSD al volumen máximo. El ahorro de dejar de producir el volumen de Orimulsión para suministrar a ENEL representa un ahorro adicional de 98 MMUSD al volumen mínimo de entrega, y 137 MMUSD al volumen máximo.

**Gráfico A.9**  
**Pronóstico de precios y precios de realización**  
**para crudo extrapesado, por tipo de uso, 2004-2008**



Fuentes: Bitor, Muse Stancil

- Vendedor: Bitor America Corporation
- Comprador: Florida Power and Light (FPL)
- Localización: Manatee County, Florida
- País: Estados Unidos
- Duración: 240 meses *consecutivos* (20 años) a partir de la aceptación comercial de las instalaciones convertidas para quemar Orimulsión. En caso de suspensión de entregas por fuerza mayor justificada, la vigencia del contrato se extendería por un período “igual a la duración del evento de Fuerza Mayor y, en su caso el período de tiempo adicional necesario para contrarrestar los efectos” de la Fuerza Mayor. Previo acuerdo mutuo, las partes podían extender la vigencia del contrato por dos períodos adicionales de cinco años cada uno.
- FPL podía dar por terminado el contrato durante los primeros cinco años de vigencia del mismo por causas económicas, “a menos de que Bitor America aceptara la propuesta de reducción de precios de FPL” (cláusula 10.1.1). Las causas económicas contempladas en la cláusula eran: que una planta no hubiera podido operar a una capacidad suficiente como para utilizar la cantidad mínima de Orimulsión por un período de cuando menos seis meses, o bien que FPL determinara que existían alternativas de suministro de combustible, de generación o de compra de electricidad que estuvieran disponibles por un período superior a 12 meses, y que resultaran más atractivas que la Orimulsión. A partir del quinto aniversario del contrato, FPL podía dar por terminado el mismo por causas económicas con un período de preaviso de 90 días, “a menos de que Bitor America aceptara la propuesta de reducción de precios de FPL” (cláusula 10.1.2) por las siguientes causas: que una planta no hubiera podido operar a una capacidad suficiente como para utilizar la cantidad mínima de Orimulsión por un período de un mes (debido a la disponibilidad de alternativas menos costosas); que existieran alternativas de suministro de combustible, de generación o de compra de electricidad que resultaran más atractivas que la Orimulsión y, finalmente, que la observancia de los términos del contrato por parte de FPL “tuviera un efecto adverso sobre su posición competitiva, tal que FPL fuera más competitiva si el Contrato se diera por terminado que si permaneciera en vigor” (cláusula 10.1.2.3).
- Incoterm: CIF
- Volumen: Conforme a la cláusula 3.2.1 del contrato, FPL tenía la opción de aplicar los términos y condiciones del mismo a unidades de generación cuya capacidad total de generación no excediera 1.600 megawatts. Ésta era la capacidad conjunta de las plantas Manatee #1 y #2, las cuales eran las designadas por FPL para ser convertidas (aunque FPL tenía la opción de escoger otras). Después de la conversión de las plantas, Bitor America se comprometía a entregar a FPL la siguiente cantidad de *energía* en la forma de Orimulsión (o un combustible sustituto aplicable):

$$Q_M = 70 \text{ por ciento} * [1/12 * (UC * 10^3) * (HR * 8,760 * 10^{-6}) * CF]$$

donde:

- $Q_M$  = Cantidad mínima de energía, en MMBTUs, a entregarse a FPL  
 $UC$  = La capacidad de las plantas de alcanzar cierta producción de electricidad en megawatts tras su conversión a Orimulsión (este valor se fijaría entre el que resultara más grande de 720 megawatts o bien el valor actual obtenido en las plantas durante las pruebas de aceptación comercial, tras su conversión)  
 $HR$  = Factor de conversión térmica de las instalaciones, en BTU/kilovatio-hora, fijado en el más grande entre un valor de 10,403 BTU/kilovatio-hora, o bien el valor actual obtenido en las plantas durante las pruebas de aceptación comercial, tras su conversión, en el entendido de que nunca podría ser menor a 10,300 BTU/kilovatio-hora  
 $CF$  = Factor de capacidad de generación, expresado como porcentaje, y con un valor establecido por las partes de 83 por ciento.

Las entregas mensuales de Orimulsión a FPL no podían exceder la suma del volumen necesario para que las plantas operaran al 100 por ciento de su capacidad instalada durante todos los días del mes en cuestión, más una cantidad adicional (a opción de FPL) tal que Bitor pudiera llenar a plena capacidad un navío que tuviera las mayores dimensiones posibles el puerto de descarga (cláusula 5.3). El precio del suministro base y del suministro adicional se determinaría de diferente forma. La fórmula para calcular el suministro base era la siguiente:

$$Q_B = 70 \text{ por ciento} * EMC$$

donde:

- $Q_B$  = Cantidad base de suministro en MMBTUs  
 $EMC$  = Consumo mensual esperado, en MMBTUs, determinado conforme a la siguiente fórmula

$$EMC = 1/12 * [(UC * 10^3) * (HR * 8,760 * 10^{-6}) * CF]$$

El significado de estos términos era igual al que tenían en la fórmula para  $Q_M$  explicada arriba.

La tasa EMC podía ajustarse hacia arriba cada tres años, conforme a los datos reales de operación de las plantas, aunque un ajuste así no incrementaba la cantidad mínima de Orimulsión que FPL estaba obligada a comprar (solamente la que Bitor America estaba obligada a vender). Ahora bien, aún cuando el desempeño histórico de la planta sugiriera que el EMC tenía que ajustarse hacia arriba, FPL podía vetar dicho ajuste, sobre la base de su “determinación razonable” que dicho

ajuste no sería apropiado a la luz de nuevas circunstancias económicas u operativas (entre las cuales se incluían, sin limitación, “nuevas o competitivas alternativas de generación, consideraciones económicas de despacho, competencia por la capacidad existente de recibo, almacenamiento y transferencia en las instalaciones”, etc.). En tal caso, el EMC permanecería sin cambio o se incrementaría “solamente en la medida que FPL lo determinase” (cláusula 8.4.3, apartado b).

Si por cualquier razón fuera del control de las partes, el uso de Orimulsión en las plantas de FPL se tenía que reducir de forma tal que no fuera posible alcanzar la meta de generación neta de 650 megawatts sobre un período de 12 meses, las obligaciones de compra de FPL se reducirían a la cantidad de Orimulsión que sus plantas pudieran, de hecho, utilizar (cláusula 5.1.2).

La cláusula 5.6, apartados a(i) y a(ii), estipulaba que en caso de que Bitor America no pudiera entregar Orimulsión conforme al programa acordado con FPL, ésta podía requerir a Bitor America que o bien entregara los volúmenes involucrados en una fecha posterior o bien entregara un volumen equivalente de combustible residual de acuerdo al programa original o un programa alternativo aceptable a FPL. Si, a solo juicio de FPL, su habilidad de operar sus instalaciones quedaría en entredicho debido a la no entrega de Orimulsión por parte de Bitor America, FPL tenía el derecho de comprar combustible residual de cualquier origen y Bitor America tendría que reembolsarle la diferencia entre el costo de adquirir este combustible, por un lado, y el monto que FPL habría tenido que pagar a Bitor America de haber cumplido esta última con el programa de entregas. Alternativamente, FPL podía adquirir una cantidad de electricidad equivalente a la que hubiera generado con el volumen de Orimulsión no entregado, y Bitor America tendría que reembolsarle la diferencia entre el costo de adquirir esta electricidad, por un lado, y el monto que FPL habría tenido que pagar a Bitor America de haber cumplido esta última con el programa de entregas. En caso de que Bitor America entregara combustible residual a FPL debido a un impedimento de entregar Orimulsión, el costo de reacondicionar al servicio de Orimulsión los tanques de almacenamiento utilizados para recibir este residual correría por cuenta de Bitor America (cláusula 6.7).

En términos volumétricos, FPL y Bitor America estimaban que las entregas anuales de Orimulsión bajo el contrato a la planta Ma-

natee promediarían 4 millones de toneladas (47.800 BD de crudo extrapesado).

Combustible de diseño de la caldera: Combustible residual

Legislación aplicable: Florida

Referencia de precio: carbón

Fórmula de precio (cantidad base):

$$P_C = C + [0.43 * (S * 0.07 + 0.082)]$$

donde:

$P_C$  = Precio base contractual (USD/MMBTU)

$C$  = Precio para el mes de entrega, en USD/MMBTU, de los suministros contractuales de carbón de la planta St. John's River Power Park (Sjrpp), localizada en Jacksonville, Florida y perteneciente en partes iguales a FPL y Jacksonville Electric Authority. Si el contenido de azufre ponderado de las compras contractuales de Sjrpp excediera 1.5 por ciento por peso, las compras de carbón con el contenido de azufre más alto se eliminarían del cálculo hasta que el contenido ponderado de azufre de la canasta contractual de Sjrpp se redujera a 1.5 por ciento o menos.

$S$  = Precio para el mes de entrega, en USD/MMBTU, de los suministros base *spot* de carbón de Sjrpp. Dicho precio no podía ser mayor que  $C * 1.15$ , ni menor que  $C * 0.70$ . Si el contenido de azufre ponderado de las compras *spot* de Sjrpp excediera 1.5 por ciento por peso, las compras de carbón con el contenido de azufre más alto se eliminarían del cálculo hasta que el contenido ponderado de azufre de la canasta *spot* de Sjrpp se redujera a 1.5 por ciento o menos.

0.43 = una constante que representaba la razón entre la Cantidad Adicional y la Cantidad Base

0.07 = una constante que representaba la diferencia entre el factor de conversión térmica entre las plantas de Manatee y las de Sjrpp

0.082 = una constante que representaba la diferencia en los costos relacionados a la producción de yeso entre las plantas de Manatee y las de Sjrpp

Determinación de precio (cantidad adicional). La determinación del precio de la Orimulsión entregada en exceso de la cantidad base requería el uso de 3 fórmulas. El precio se determinaría cada mes conforme a la fórmula que arrojara el *menor valor* como resultado (el precio de la cantidad adicional siempre sería inferior al de la cantidad base, desde luego). Las fórmulas eran las siguientes:

(i)  $P_S = (S * 0.93) - 0.082$

(ii)  $P_S = (GIP + T_C) * 0.94$

(iii)  $P_S = (OIP + T_O) * 0.95$

donde:

- $P_s$  = Precio contractual para volumen adicional (“*Excess Quantity*”) en USD/MMBTU
- $S$  = Precio para el mes de entrega, en USD/MMBTU, de los suministros base *spot* de carbón de Sjrpp. Dicho precio no podía ser mayor que  $C^* 1.15$ , ni menor que  $C^* 0.70$ .
- GIP = Índice de precios del gas natural, calculado conforme se detalla a continuación
- $T_G$  = 0.375 USD/MMBTU, más o menos 50 por ciento del incremento o decremento registrado, a partir del inicio del contrato, en la suma de las porciones “*demand*” y “*commodity*” de la tarifa sobre base firme de transporte de gas natural entregado a FPL bajo el contrato FTS-1 entre FPL y Florida Gas Transmission Company
- OIP = Índice de precios de combustibles líquidos derivados del petróleo, calculado conforme se detalla a continuación
- $T_0$  = Promedio aritmético del cargo por transportación un USD/MMBTU del combustible residual desde la Costa del Golfo de EU a la termoeléctrica de FPL localizada en Port Everglades, para todos los contratos de suministro de combustible residual de FPL
- 0.93 = una constante que representaba el diferencial entre el factor de conversión térmica entre las plantas de Manatee y las de Sjrpp
- 0.082 = una constante que representaba el diferencial en los costos relacionados a la producción de yeso entre las plantas de Manatee y las de Sjrpp
- 0.94 = una constante que representaba el diferencial entre el factor de conversión térmica entre las plantas de Manatee y una termoeléctrica que generara vapor quemando gas natural
- 0.95 = una constante que representaba el diferencial entre el factor de conversión térmica entre las plantas de Manatee y una termoeléctrica que generara vapor quemando combustibles líquidos derivados del petróleo

El índice de precios de gas se calculaba promediando cotizaciones de tres publicaciones especializadas y multiplicando por 104 por ciento, en el entendido de que si 4 por ciento del índice de precios de gas daba una resultado mayor a 0.10 USD/MMBTU, entonces el índice resultaría promediar las tres cotizaciones y sumarle 0.10 USD/MMBTU al resultado. Las cotizaciones en cuestión eran las siguientes: (i) el “precio índice” publicado en el primer número de cada mes en *Natural Gas Week*, para la cotización “Spot Prices on Interstate Pipeline Systems, Delivered Pipeline to Pipeline”, en la columna “Bid Week” del mes aplicable, para la Florida Gas Transmission Company-Mustang Island (Tivoli); (ii) el “precio índice” publicado en el primer número de cada mes en *Gas Daily*, en la sección denominada “Monthly Contract Index”

en la columna Louisiana-Onshore South, FGT Z1 y (iii) el “precio índice” publicado en el primer número de cada mes en *Inside FERC’s Gas Market Report*, en la sección denominada “Prices of Spot Gas Delivered to Pipelines” del mes aplicable, para la zona 1 de la Florida Gas Transmission Company, en la columna denominada “Índice”.

El índice de precios de combustibles líquidos derivados del petróleo, expresado en USD/MMBTU, era la suma de los promedios mensuales de: (i) 50 por ciento del estimado de *Platt’s* para el combustible residual no. 6 con 3 por ciento de contenido azufre, US Gulf Coast Waterborne, promedio aritmético de las cotizaciones High y Low y (ii) 50 por ciento del los *Postings* High y Low de *Petroleum Argus* para combustible residual de 3 por ciento de azufre, FOB USGC. El factor de conversión para los residuales era de 6.4 MMBTU por barril.

Los fletes de referencia utilizados en estos cálculos se ajustarían cada año, cuando más tarde quince días antes del principio de un nuevo año calendario, para cada ruta aplicable. El ajuste se haría promediando las cotizaciones preparadas por tres corredores de buques, para cada ruta, sobre la base de un tamaño de embarcación típico de 50.000 toneladas, y multiplicando el resultado por la tarifa correspondiente vigente en *Worldscale*.

Como se puede apreciar, el cálculo de precios para este contrato era de una complejidad extraordinaria, máxime si se toma en cuenta que, como el propio contrato reconocía,

... para efectos del cálculo de precios cualquier cantidad entregada puede ser valorada por completo a precio de cantidad base, o por completo a precio de cantidad adicional, o puede ser valorada en parte al precio de cantidad base y en parte al precio de cantidad adicional (cláusula 8.4.1.2).

A final de cuentas, lo verdaderamente relevante del asunto es que, de acuerdo a la información que la propia FPL publicara en sus reportes 10-K a al *Securities and Exchange Condition*, el precio estimado de sus suministros de Orimulsión sería de 1.96 USD/MMBTU (equivalente a 12.02 USD/B para el crudo extrapesado sobre una base CIF, o 9.90 USD/B para el crudo extrapesado sobre una base FOB).

Otras cláusulas significativas. En la sección de *Considerandos* del contrato, se decía que éste representaba “el primer acuerdo de largo plazo para la compra y venta de Orimulsión para su uso en los Estados

Unidos y por lo tanto refleja ciertas previsiones contractuales especiales a la luz de tal hecho”.

En su cláusula 2.38, el contrato designaba a la Orimulsión como “combustible emulsificado a base de un hidrocarburo pesado no petrolero, preparado a partir un bitumen encontrado en la naturaleza [*naturally occurring bitumen*] “.

La cláusula 5.6 estipulaba que si FPL notificaba a Bitor America de alguna limitación en su capacidad de almacenamiento, entonces Bitor America debería de abstenerse de suministrar más del 100 por ciento de la cantidad ordenada por FPL. Si Bitor America intentaba entregar un volumen mayor a éste, Bitor tendría la obligación de retener el volumen excedente a bordo de la embarcación, sin costo o cargo para FPL, hasta que FPL estuviera en posibilidades de aceptar el producto adicional.

La cláusula 6.8.1 decía que si una autoridad gubernamental dentro de los Estados Unidos imponía leyes o regulaciones que podrían impedir total o parcialmente que FPL utilizara la Orimulsión suministrada al amparo del contrato, FPL determinaría tan pronto como fuera posible cuáles modificaciones a sus instalaciones le permitirían seguir utilizando la Orimulsión sin por ello violar las nuevas restricciones. FPL acometería estas modificaciones solamente si, en su sola opinión, éstas eran física y económicamente factibles y si Bitor America pagaba el costo de las modificaciones, en el caso de que FPL determinara que éstas eran física pero no económicamente viables. Alternativamente, Bitor America tenía la opción de modificar sus métodos de producción y/o procesamiento de Orimulsión para hacer a ésta compatible con las nuevas restricciones, sin incrementar los costos de FPL. FPL podría aceptar, a su sola discreción, las nuevas especificaciones y cambios en la estructura de precio derivadas de las mismas.

La cláusula 8.2.3 estipulaba que si el uso de la Orimulsión se volvía no económico para FPL (a juicio de ésta) a raíz de una decisión tomada por alguna autoridad gubernamental en los Estados Unidos, FPL notificaría a Bitor America de su deseo de establecer un nuevo precio de compra. Si las partes no se ponían de acuerdo respecto al nuevo precio en un término de 45 días, FPL podía aceptar ya fuera el precio más bajo que Bitor estuviera dispuesta a ofrecer o bien podría aceptar que Bitor America le entregara combustible residual conforme a lo estipulado en la cláusula 10.3.1. En el caso de que, tras la notificación de FPL, Bitor America estuviera dispuesta a absorber los

costos asociados a las decisiones gubernamentales referidas, las cláusulas originales de precio del contrato continuarían sin cambio. La cláusula 8.2.4 estipulaba que “el precio de la Orimulsión facturado a FPL no podrá cambiarse”, en respuesta a ninguna acción o decisión “tomada por una autoridad gubernamental fuera de los Estados Unidos que tuviera el efecto de aumentar el costo o afectar la producción, venta o transportación de la Orimulsión”.

La cláusula 8.6.1 decía que, en caso de que “Bitor America, su matriz o cualquier compañía afiliada, directa o indirectamente, en cualquier momento después de la ejecución de este contrato” firmaran un contrato similar de suministro y servicios con cualquier tercero en la Región (definida como los estados de Alabama, Arkansas, Carolina del Sur, Florida, Georgia, Kentucky, Louisiana, Mississippi y Texas), y a dicho tercero se le concedían términos y condiciones contractuales que, tomados en su conjunto, podían ser más favorables que los términos concedidos a FPL, entonces Bitor America estaría obligado a dar a FPL los mismos términos y condiciones, que FPL podía o no aceptar, a su opción.

La cláusula 10.3.1 permitía a FPL cancelar el contrato en caso de cualquier autoridad gubernamental dentro de los Estados Unidos emitiera leyes o reglamentos que o bien previnieran directa o indirectamente la compra, transporte, almacenamiento o uso de la Orimulsión, o bien hicieran que éstas actividades no fueran económicamente viables. Dicha terminación, sin embargo, solamente se haría efectiva una vez que Bitor America hubiera entregado a FPL 100 millones de MMBTUs en energía o bien si hubieran transcurrido 3 años desde el inicio de las entregas. En caso contrario, Bitor America estaría obligado a continuar suministrando combustible residual a FPL hasta que alguna de estas dos condiciones se cumpliera.

La cláusula 10.3.2 del contrato, en cambio, rezaba:

... en el caso que cualquier Autoridad Gubernamental *que no esté en los Estados Unidos* imponga Leyes y Regulaciones que tuvieran el efecto de impedir a Bitor America entregar Orimulsión, Bitor America tendrá que entregar [combustible residual] de cualquier parte del mundo, al precio de la Orimulsión, durante el período de vigencia remanente del contrato... Si Bitor America se viera impedido por dichas Leyes y Regulaciones de entregar tanto Orimulsión como [combustible residual], FPL tendrá el derecho de terminar el contrato... y BAC pagará los cargos de terminación aplicables.

La cláusula 10.3.3 eximía a Bitor America de la obligación de entregar Orimulsión o combustible residual a FPL pero solamente en el evento de un “bloqueo o embargo contra Venezuela por parte de los Estados Unidos, ya sea directamente o bajo los auspicios de las Naciones Unidas o la Organización de Estados Americanos”. Dependiendo de la duración del embargo o bloqueo, FPL podía cancelar el contrato a su elección (durante los primeros cinco años de vigencia, el embargo tenía que durar cuando menos doce meses para que esta opción se activara; a partir del quinto año, FPL podía cancelar si la duración del embargo llegaba a seis meses).

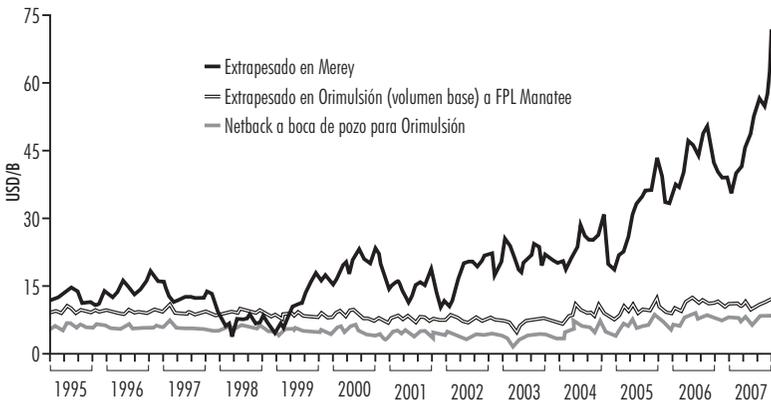
**Sinopsis comercial.** La accidentada historia del contrato de Bitor America con FPL es una de los pocos episodios afortunados para la República en la lamentable saga de la Orimulsión. El contrato se firmó el 15 de abril de 1994, sujeto a la aprobación por parte de las autoridades gubernamentales del estado de Florida de la reconfiguración de la planta de Manatee para quemar Orimulsión. El Departamento de Protección Ambiental del Estado había considerado la solicitud de FPL en dos ocasiones (30 de septiembre de 1994 y diciembre de 1997), y en ambas lo había aprobado. Sin embargo, el proyecto de reconversión había sido acogido con gran hostilidad por parte de los habitantes del estado, particularmente aquéllos localizados en torno a la bahía de Tampa, principalmente por preocupaciones relacionadas con el impacto ambiental de la Orimulsión. Por ello, tras una serie de audiencias judiciales, el caso fue referido al gabinete del gobernador Lawton Chiles (quien había sido un promotor convencido del proyecto). El 24 de junio de 1998, el gabinete rechazó la petición de FPL por seis votos contra uno, con lo cual el proyecto de reconfiguración pasó a mejor vida. Para evitar su regreso de entre los muertos, el senador del estado Charlie Crist (posteriormente gobernador del estado), promovió exitosamente una iniciativa de ley estatal que estipulaba que, en Florida,

... una planta de generación eléctrica no podrá utilizar el combustible fósil conocido como Orimulsión o cualquier combinación de agua y un hidrocarburo pesado conocido como bitumen proveniente de o de los alrededores de la cuenca del río Orinoco en Venezuela, para generar electricidad en este estado” (Senado de Florida, iniciativa 20-157A-98, sección 1).

De haberse sancionado el proyecto de reconfiguración de Manatee en junio de 1998, los suministros de Orimulsión a FPL probablemente habrían comenzado 24 meses después (esto se puede inferir de la cláusula 3.5 del contrato, la cual trata de la obtención de permisos por parte de FPL y la notificación por parte de la misma a Bitor America). Entre junio de 2000 y julio de 2007 (último mes para el cual se dispone de la información de precios de carbón publicada por FERC) se habrían entregado a FPL un total de 130 MMB de crudo extrapesado en forma de Orimulsión. Los descuentos asociados a este volumen habrían generado pérdidas por 2.600 MMUSD, asumiendo que todos los suministros se hubiesen valorado con la fórmula de precios para el volumen base (gráfico A.10). Estas pérdidas equivalen a 20.17 USD/B en términos unitarios y no consideran el costo promedio de preparación de la Orimulsión. La controversia que desató el proyecto de FPL en Florida tuvo el efecto adicional, sumamente beneficioso para Venezuela también, de provocar la posposición y eventual cancelación del proyecto de asociación para producir Orimulsión entre Bitor, por un lado, y el consorcio Conoco/Statoil/Jandis, por el otro. La mayoría de la Orimulsión que dicho proyecto habría producido estaba destinada a cubrir los requerimientos de FPL.

**Gráfico A.10**

**Precio mensual de crudo extrapesado (volumen base) a Florida Power & Light Manatee vs. precio mensual del extrapesado en crudo Mery para destinos en Estados Unidos, 1995-2007**



Fuentes: DOE, FERC Form 423, Menpet

Vendedor: Bitor S.A.  
 Comprador: Korea Southern Power Company Ltd. (Kospo)  
 País: República de Corea  
 Localización: Youngnam, Ulsan  
 Duración: 10 años a partir del comienzo de entregas comerciales  
 Incoterm: CFR  
 Volumen: Las entregas anuales de Orimulsión a Kospo se fijaron de la siguiente manera:  
 (i) para 2003: 120.000 tons. mínimo (1.400 BD de crudo extrapesado); 200,000 tons. (2,400 BD de crudo extrapesado) máximo  
 (ii) para 2004 y 2005: 300.000 tons. (3.600 BD de crudo extrapesado) mínimo; 500.000 tons. (6.000 BD de crudo extrapesado) máximo  
 (iii) para 2006 a 2013: 600.000 tons. (7.200 BD de crudo extrapesado) mínimo; 700.000 tons. (8.400 BD de crudo extrapesado) máximo  
 Las entregas a Kospo a partir del año 2006 estaban condicionadas a que existiera un acuerdo entre las partes respecto a los términos del mismo, incluyendo el precio de la Orimulsión. Kospo rechazó en sucesivas ocasiones las fórmulas de precios que propuso Bitor a partir de agosto de 2005, las cuales consideraban el valor de mercado del crudo extrapesado vendido como componente de la segregación Mery. Las propuestas de Bitor incluían un ajuste de 3.5 USD/ton. (0.80 USD/B) en reconocimiento de los costos de acondicionar la planta de Youngnam para quemar Orimulsión. A principios del año 2006, las partes acordaron la terminación del contrato.

Combustible de diseño de la caldera: Combustible residual

Legislación aplicable: Nueva York

Referencia de precio: carbón

Fórmula de precio:

$$PV = PB (NCV_T / NCV_0) - II + F$$

donde:

- PV = Precio de la Orimulsión en el punto de trasiego, en USD/TM  
 PB = Precio Base FOB de la Orimulsión, acordado por las dos partes en 45.00 USD/TM (10.30 USD/B de crudo extrapesado) para los años 2003, 2004 y 2005.  
 $NCV_T$  = Poder calórico neto de la Orimulsión en cada cargamento, en BTU/lb  
 $NCV_0$  = Poder calórico neto de la Orimulsión acordado por las dos partes al firmarse el contrato, y fijado en 11.952 BTU/lb  
 II = Incentivo especial del vendedor en reconocimiento de la conversión de la planta, fijado en 3.5 USD/TM (0.80 USD/B)  
 F = Costo total de flete pagado por el vendedor para transportar la Orimulsión del puerto de carga al punto de descarga

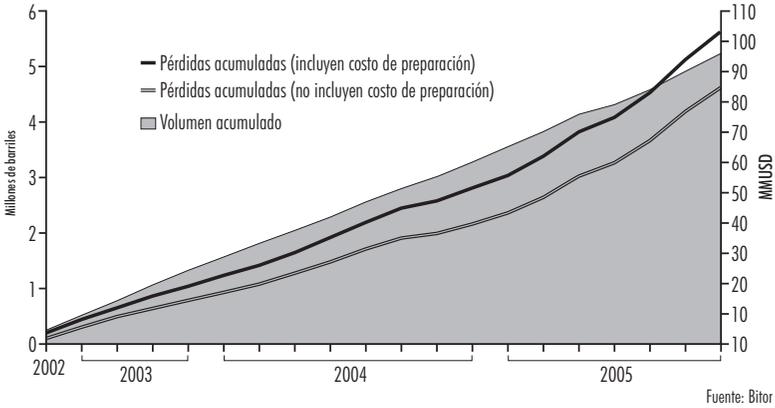
El precio FOB ponderado de todo el crudo extrapesado entregado a Kospo en forma de Orimulsión es de 9.42 USD/B.

**Otras cláusulas significativas.** En la cláusula 32 (d), Bitor renunciaba a su privilegio de inmunidad soberana en conexión a disputas derivadas del acuerdo.

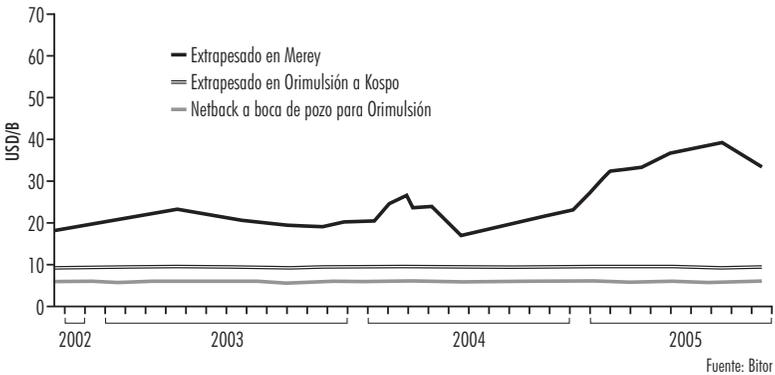
**Sinopsis comercial.** Las pérdidas acumuladas en la facturación FOB de crudo extrapesado por concepto de entregas de Orimulsión a Kospo (5.3 MMB en total), respecto al precio del extrapesado vendido como crudo Merey en Estados Unidos, totalizaron 85 MMUSD hasta 2005 (16.18 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 87 por ciento del valor total facturado y al 171 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión. Si se toman en cuenta los costos de producción de Orimulsión, las pérdidas totales asociadas a las entregas a Kospo ascienden a 103 millones de dólares (19.63 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 105 por ciento del valor total facturado y al 208 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión (Gráficos A.11 y A.12).

El contrato de Kospo se terminó por acuerdo negociado entre las partes en marzo de 2006. Al momento de terminación del contrato, tomando en cuenta los escenarios de precios futuros para el crudo Merey al momento de la negociación, se esperaba que el VPN del ahorro asociado a esta decisión fuera de 188 MMUSD a favor de Pdvs a al volumen mínimo de entrega y 222 MMUSD al volumen máximo de entrega (ambas cifras netas de la indemnización pagada a Kospo). Sin embargo, debido al comportamiento de los precios internacionales del petróleo crudo entre 2004 y 2009, el ahorro real atribuible a esta decisión solamente hasta julio de 2009 inclusive ha sido de 407 MMUSD al volumen mínimo de entrega, y 478 MMUSD al volumen máximo (ambas cifras netas de la indemnización pagada a Kospo). El ahorro de dejar de producir el volumen de Orimulsión para suministrar a Kospo representa un ahorro adicional de 32 MMUSD al volumen mínimo de entrega, y 37 MMUSD al volumen máximo, para ese mismo período (gráfico A.13).

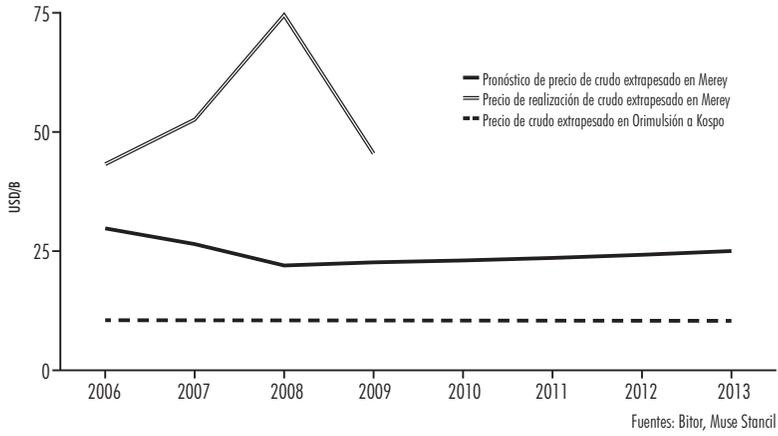
**Gráfico A.11**  
**Desempeño de las ventas de Orimulsión a Kospo, 2002-2005**



**Gráfico A.12**  
**Precio facturado de crudo extrapesado a Kospo vs. precio del extrapesado en crudo Meroy para destinos en Estados Unidos, 2002-2005**



**Gráfico A.13**  
**Pronóstico de precios y precios de realización**  
**para crudo extrapesado, por tipo de uso, 2006-2013**



Vendedor: Bitor S.A. (en el contrato original, Bitor Europe Ltd.)  
 Comprador: Lietuvos Elektrinė AB (contrato original con Lithuanian State Power System, o LSPS)  
 Localización: Elektrenai  
 País: Lituania  
 Duración: 23 de junio de 1995 a 31 de diciembre de 2012 (enmiendas del 26 de julio de 1996, 8 de noviembre de 2002 y 18 de agosto de 2003)  
 Incoterm: DES  
 Volumen: De acuerdo al contrato de Bitor con LSPS, las entregas comerciales de Orimulsión tendrían que haber comenzado en 1998, tras tres años de entregas para demostrar la factibilidad de quemar Orimulsión en las calderas de la planta de Elektrenai, conforme al siguiente plan:

1995	25.000 a 50.000 tons.
1996	40.000 a 100.000 tons.
1997	60.000 a 150.000 tons.
1998	200.000 a 250.000 tons.
1999	200.000 a 250.000 tons.
2000 a 2012	400.000 a 450.000 tons.

Lietuvos Elektrinė (sucesora de LSPS) nunca levantó los volúmenes pactados originalmente, y en 2003 las cláusulas de volumen del contrato se enmendaron, para fijar las entregas anuales de Orimulsión de la siguiente manera:

- (i) para 2003, 60.000 tons. (720 BD de crudo extrapesado)
- (ii) para 2004 y 2005, 120.000 tons. (1.400 BD de crudo extrapesado), de las cuales 60.000 tons. (720 BD de crudo extrapesado) serían *take or pay*
- (iii) para 2006 a 2012, 180.000 tons. (2.100 BD de crudo extrapesado), de las cuales 120.000 tons. (1.400 BD de crudo extrapesado) serían *take or pay*.

Combustible de diseño de la caldera: Combustible residual

Legislación aplicable: Inglaterra y Gales

Fórmula de precio:

$$P = B * (1 + K)^t * NCV/27.5 + TC$$

donde:

- P = Precio de la Orimulsión en USD/TM
- B = Precio Base FOB de la Orimulsión, acordado por las dos partes en 43 USD/TM (9.84 USD/B de crudo extrapesado). En el contrato original con LSPS (1995), el precio base para las entregas comerciales de Orimulsión se había fijado en 48 USD/TM (10.99 USD/B)
- K = Factor de ajuste interanual de inflación de 2 por ciento

t	= Año en curso del contrato, con 2003 = 0
NCV	= Valor calorífico neto en MJ/Kg.
TC	= costo de transporte de la Orimulsión, incluyendo costos de flete y almacenamiento

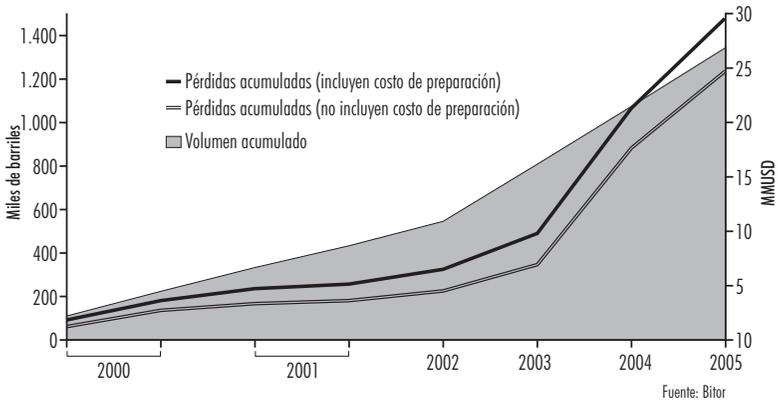
El precio FOB ponderado de todo el crudo extrapesado entregado a Lietuvos Elektrinė en forma de Orimulsión es de 8.84 USD/B.

**Otras cláusulas significativas.** En la cláusula 7.1 del contrato original entre Bitor Europe Ltd. y LSPS, se establecía que el precio para las entregas para las pruebas de demostración de combustión de Orimulsión “reflejaba el costo de dicha demostración y está por debajo del precio actual entregado del carbón comercializado internacionalmente”.

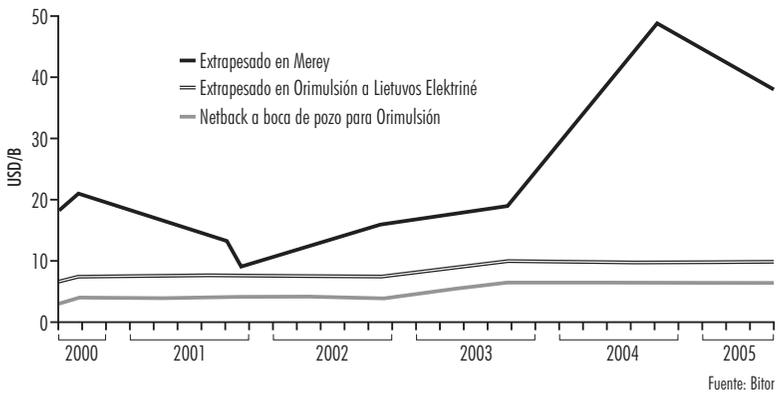
En la cláusula 10, tanto Bitor como LSPS renunciaban a su privilegio de inmunidad soberana en conexión a disputas derivadas del acuerdo.

**Sinopsis comercial.** Las pérdidas acumuladas en la facturación FOB de crudo extrapesado por concepto de entregas de Orimulsión a Lietuvos Elektrinė (1.35 MMB), totalizaron 25 MMUSD hasta 2005 (18.39 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 173 por ciento del valor total facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 208 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión. Si se toman en cuenta los costos de producción de Orimulsión, las pérdidas totales asociadas a las entregas a Lietuvos Elektrinė ascienden a 29.5 millones de dólares (21.84 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 206 por ciento del valor total facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 247 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión (gráficos A.14 y A.15).

**Gráfico A.14**  
**Desempeño de las ventas de Orimulsión a Lietuvos Elektrinė, 2000-2005**

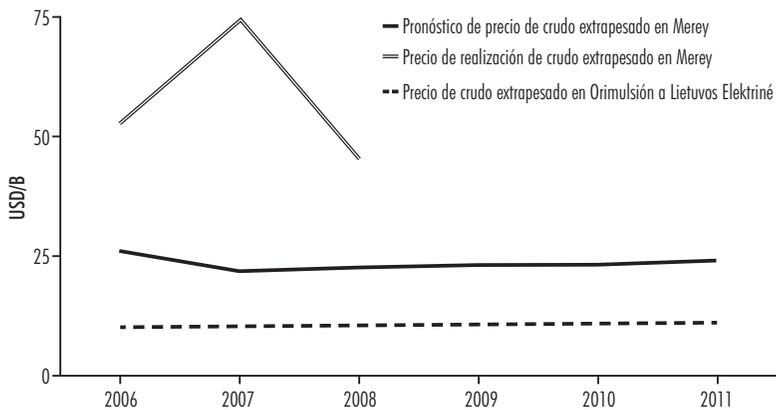


**Gráfico A.15**  
**Precio facturado de crudo extrapesado a Lietuvos Elektrinė vs. precio del extrapesado en crudo Meroy para destinos en Estados Unidos, 2002-2005**



El contrato de Lietuvos Elektrinė se terminó por acuerdo negociado entre las partes en marzo de 2007. Al momento de terminación del contrato, tomando en cuenta los escenarios de precios futuros para el crudo Merey al momento de la negociación, se esperaba que el VPN del ahorro asociado a esta decisión fuera de 60 MMUSD a favor de Pdvsa al volumen máximo de entrega, y 44 MMUSD al volumen *take or pay* (ambas cifras netas de la indemnización pagada a Lietuvos). Sin embargo, debido al comportamiento de los precios internacionales del petróleo crudo entre 2007 y 2009, el ahorro real atribuible a esta decisión solamente hasta julio de 2009 inclusive ha sido de 95 MMUSD a favor de Pdvsa al volumen máximo de entrega, y 61 MMUSD al volumen *take or pay* (ambas cifras netas de la indemnización pagada a Lietuvos). El ahorro de dejar de producir el volumen de Orimulsión para suministrar a Lietuvos Elektrinė representa un ahorro adicional de 8 MMUSD al volumen máximo de entrega, y 5 MMUSD al volumen *take or pay*, para ese mismo período (gráfico A.16).

**Gráfico A.16**  
**Pronóstico de precios y precios de realización**  
**para crudo extrapesado, por tipo de uso, 2007-2012**



Fuentes: Bitor, Muse Stancil

Vendedor: Bitor S.A.,  
 Comprador: MC Bitor  
 Usuarios  
 finales: Hokkaido Electric, Kansai Electric, Mitsubishi Chemical  
 Duración: El 24 de abril de 1991, Bitor y Mitsubishi establecieron una empresa mancomunada, MC Bitor, para comercializar Orimulsión, sobre una base de no exclusividad, en un Territorio compuesto por: "Japón, Corea, Taiwán, China, Hong Kong, Filipinas, Tailandia, Malasia, Singapur, India, Pakistán, Nueva Zelanda, Australia y cualquier otro país a ser acordado con posterioridad". El 18 de diciembre de 1991, Bitor y MC Bitor firmaron un contrato de suministro por medio del cual la primera se comprometía a suministrar el volumen que MC Bitor requiriera para cubrir las obligaciones volumétricas que ésta última asumiera, por el tiempo que duraran éstas.

Legislación aplicable: Venezuela

Referencia de precio: carbón

Fórmula de precio:

$$PB_1 = P_{Bo} * \frac{P \text{ Carbón}_1 * NCV_1}{P \text{ Carbón}_0 * NCV_0}$$

donde:

$PB_1$  = Precio FOB de la Orimulsión en USD/TM

$P_{Bo}$  = Precio base de la Orimulsión fijado en 32 USD/TM (7.33 USD/B de crudo extrapesado)

$P \text{ Carbón}_1$  = Precio del carbón de referencia para el mes específico de entrega de la Orimulsión. El carbón de referencia era el carbón australiano con un poder calórico de 6,700 Kcal/Kg, seco, cuyo precio era negociado y fijado por una compañía eléctrica japonesa representativa (Kyushu Electric Power Company, al momento en que se firmó el contrato) y proveedores australianos representativos (Wambo, Ulan y Coalex, al momento en que se firmó el contrato)

$P \text{ Carbón}_0$  = Precio FOB de 40.35 USD/TM para el carbón de referencia

$NCV_1$  = Poder calorífico neto para cada cargamento de Orimulsión

$NCV_0$  = Poder calorífico neto típico de la Orimulsión, fijado en 11,700 BTU/lb

El precio base mencionado arriba se mantendría fijo por la duración del acuerdo de suministro, pero cada parte tenía el derecho de exigir a la otra una revisión de dicho precio cada tres años. El precio solamente podía ser alterado con el consentimiento mutuo de las partes. Sin embargo, el contrato aclaraba que "la revisión del precio y su subsecuente modificación *no podrán hacerse a partir de una polí-*

*tica de control de la rentabilidad por parte del Vendedor”* (cláusula 7.6; cursivas nuestras).

El precio FOB ponderado de todo el crudo extrapesado entregado a MC Bitor en forma de Orimulsión, excluyendo los volúmenes destinados para la termoeléctrica de Kashima Kita, es de 6.13 USD/B.

Otras cláusulas significativas. La cláusula 7.9 estipulaba que, en caso de que

... el precio promedio por MMBTUs del combustible residual que pudiera ser quemado en las calderas de los Clientes, sobre una base CIF... cayera, por un período de 60 días consecutivos, por debajo del precio CIF de la Orimulsión en MMBTUs en la misma localidad... el comprador tendrá el derecho... de no levantar todo o parte de su volumen contractual durante los siguientes 90 días... Al Comprador [MC Bitor] le será permitido, por el tiempo que duren dichas circunstancias, comprar combustible residual pesado para suministrar a sus Clientes, y tendrá que ofrecer de manera preferencial, adquirir 50 por ciento de sus requerimientos de cada una de MC [Mitsubishi Corporation] y Bitor (o sus subsidiarias nominadas).

La cláusula 14.2 especificaba que “cualquier evento de restricción de cuota sobre la Orimulsión no se consideraría como Fuerza Mayor”.

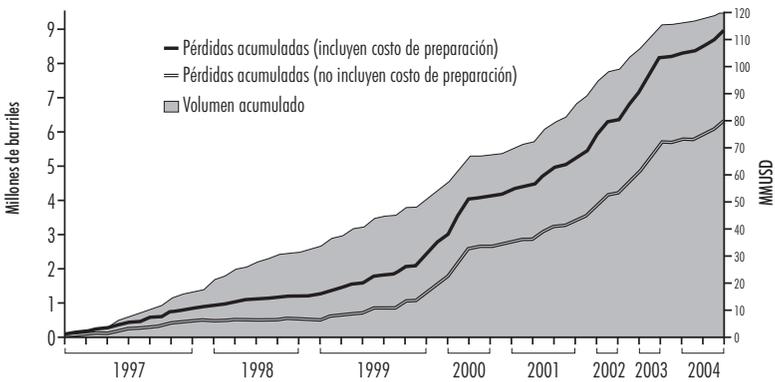
**Sinopsis comercial.** Las pérdidas acumuladas en la facturación FOB de crudo extrapesado por concepto de entregas de Orimulsión a MC Bitor desde 1997 (no se disponen de datos anteriores) y excluyendo a Kashima Kita, hasta la suspensión de entregas de Orimulsión por causas de fuerza mayor (9.5 MMB), totalizan 80 MMUSD respecto al precio del extrapesado vendido como crudo Merey en Estados Unidos (8.34 USD/B en términos unitarios), sin incluir el costo promedio de preparación de la Orimulsión. Estas pérdidas equivalen al 127 por ciento del valor total facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 136 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión (gráficos A.17 y A.18).

Si se toman en cuenta los costos promedio de preparación de la Orimulsión, las pérdidas totales asociadas a este contrato entre 1997 y 2005 ascienden a 113 millones de dólares (11.79 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 181 por ciento del valor total

facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 192 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión.

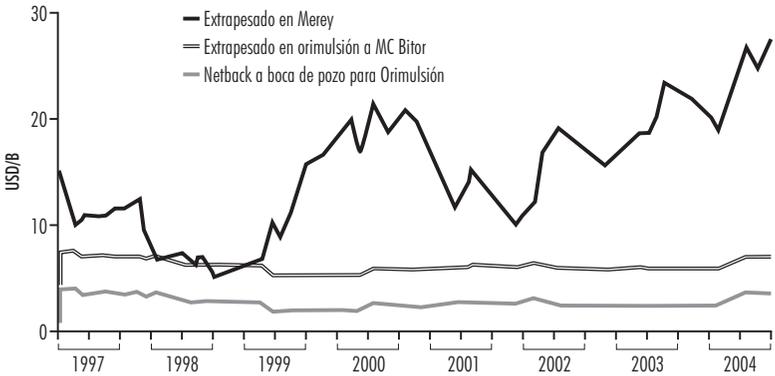
A raíz de las instrucciones del Ministerio en 2003 de que se renegociaran los precios de entrega en todos aquellos convenios de suministro de Orimulsión que lo permitieran, todos los clientes japoneses de MC Bitor, con excepción de Kashima Kita, decidieron dar por terminados sus respectivos contratos de Orimulsión con Mitsubishi Corporation.

**Gráfico A.17**  
**Desempeño de las ventas de Orimulsión a MC Bitor, 1997-2004**



Fuente: Bitor

**Gráfico A.18**  
**Precio facturado de crudo extrapesado a MC Bitor vs. precio del extrapesado en crudo Merey para destinos en Estados Unidos, 1997-2004**



Fuente: Bitor

Vendedor: MC Bitor  
 Comprador: Mitsubishi Corporation  
 Usuario final: Kashima Kita Electric Power Corporation  
 Duración: El primero de agosto de 1994, MC Bitor y Mitsubishi firmaron un contrato por medio del cual la segunda se hizo responsable del suministro a Kashima Kita. El contrato se renovó en agosto de 1996 y el 20 de diciembre de 1999. La fecha de expiración del contrato era el 31 de diciembre de 2009. La termoeléctrica de Kashima Kita fue uno de los primeros clientes experimentales –y luego comerciales– de Orimulsión. Su suministro regular data de 1991.

Localización: Kashima  
 País: Japón  
 Incoterm: C&F  
 Volumen: Originalmente, 82.500 tons. (990 BD de crudo extrapesado). Tras la renovación, las entregas se fijaron en 700.000 tons. (8.400 BD de crudo extrapesado),  $\pm 100.000$  tons. (1.200 BD de crudo extrapesado).

Combustible de diseño de la caldera: combustible residual

Legislación aplicable: Japón

Referencia de precio: carbón

Fórmula de precio:

$$P = \left( B + B * 0.6 * \frac{C_1 - C_0}{C_0} * \frac{NCV_1}{NCV_0} \right) * \dots$$

donde:

$P_{B_1}$  = Precio C&F de la Orimulsión en USD/TM

$P_{B_0}$  = Precio base C&F de la Orimulsión fijado en 53.60 USD/TM (12.27 USD/B de crudo extrapesado)

$C_0$  = Precio FOB del carbón australiano de referencia para el mes específico de entrega de la Orimulsión.

$C_1$  = Precio base FOB de 34.35 USD/TM para el carbón australiano de referencia

$NCV_1$  = Poder calorífico neto para cada cargamento de Orimulsión

$NCV_0$  = Poder calorífico neto típico de la Orimulsión, fijado en 6.700 Kcal/kg.

**Ajustes por calidad.** El contrato estipulaba ajustes por calidad en caso de que el contenido de azufre de un cargamento excediera 3.4 por ciento por peso o que el contenido de sodio excediera 85 ppm. En el caso del azufre, por cada 0.1 por ciento en exceso del límite de 3.4 por ciento, se aplicaría una penalidad de 1 por ciento del valor

C&F del cargamento. En el caso del sodio, por cada por cada 10 ppm en exceso del límite de 85 ppm, se aplicaría una penalidad de 0.1 por ciento del valor C&F del cargamento.

El precio FOB ponderado de todo el crudo extrapesado entregado a Kashima Kita desde 1997 en forma de Orimulsión es de 10.54 USD/B.

**Otras cláusulas significativas.** La cláusula 6.5 permitía al Comprador “reducir o suspender las entregas de Orimulsión” en un trimestre dado si durante el trimestre inmediatamente anterior la cotización promedio del combustible residual (HSFO 180 CST, C+F Japan, *Platt's Asia/Pacific Arab Gulf Marketscan*) cayera por debajo del precio C&F de la Orimulsión en USD/MMBTU. En tal caso, el Vendedor “tendría la opción de reducir el precio C&F de la Orimulsión al valor equivalente del precio del combustible residual, o bien de suministrar un combustible alternativo aceptable al Comprador”.

**Sinopsis.** Las pérdidas acumuladas en la facturación FOB de crudo extrapesado por concepto de entregas de Orimulsión a Kashima Kita desde 1997 (no se disponen de datos anteriores) y hasta la suspensión de entregas de Orimulsión por causas de fuerza mayor (18.8 MMB), totalizan 232 MMUSD respecto al precio del extrapesado vendido como crudo Merey en Estados Unidos, y sin incluir el costo promedio de preparación de la Orimulsión, (12.31 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 130 por ciento del valor total facturado y al 141 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión (Gráficos GA19 y GA20).

Si se toman en cuenta los costos promedio de preparación de la Orimulsión, las pérdidas totales asociadas a las entregas a Kashima Kita entre 1997 y finales de 2005 ascienden a 296 millones de dólares (15.74 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 166 por ciento del valor total facturado y al 180 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión

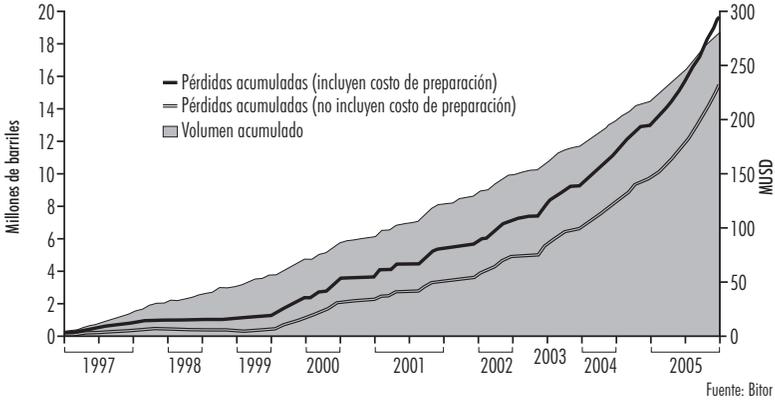
A raíz de las instrucciones del Ministerio en 2003 de que se renegociaran los precios de entrega en todos aquellos convenios de suministro de Orimulsión que lo permitieran, el precio FOB de las entregas a Kashima Kita a partir de 2005 se incrementó en 176 por ciento (de 6.20 USD/B a 17.13 USD/B). Aún así, las pérdidas acumuladas en la facturación FOB de crudo extrapesado por concepto de entregas de Orimulsión a Kashima Kita tras la renegociación (4.35 MMB), respecto al precio del extrapesado vendido como crudo Merey en

Estados Unidos, totalizaron 51 MMUSD (11.78 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas, en cuyo cálculo no se toma en cuenta el costo promedio de preparación de la Orimulsión, equivalen al 57 por ciento del valor total facturado en este período y al 69 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión. Si se toman en cuenta los costos promedio de preparación de la Orimulsión, las pérdidas totales asociadas a este contrato durante este período ascienden a 54 MMUSD (12.73 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 60 por ciento del valor total facturado y al 73 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión.

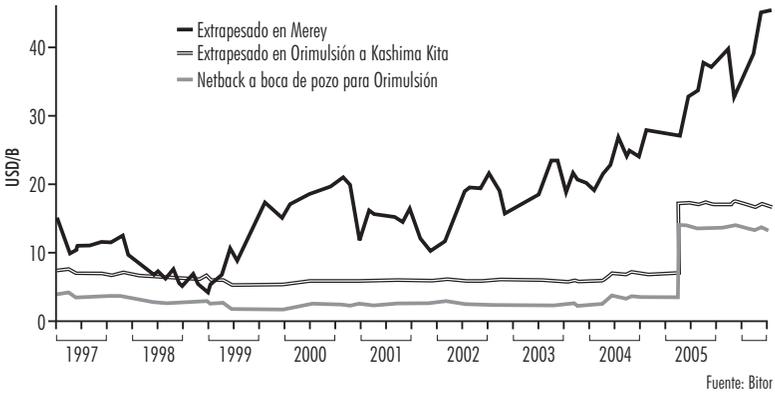
Tras la suspensión del contrato de suministro Bitor-MC Bitor por causas de fuerza mayor, Bitor, MC Bitor y Mitsubishi llegaron a un acuerdo de terminación negociada con Kashima Kita en marzo de 2007, por el cual tanto Bitor como Mitsubishi tendrían que pagar una indemnización a ésta última.

Cuando se negoció la terminación del contrato (incluyendo la suspensión de entregas a partir de mediados de 2006), y sobre la base de escenarios de precios futuros para el crudo Merey en Estados Unidos, se esperaba que la terminación del contrato se traduciría en un ahorro con un VPN de 81 MMUSD para Pdvsa al volumen promedio de entrega, y 92 MMUSD al volumen máximo, sobre el período de vigencia remanente del contrato (cifras netas de la alícuota de Pdvsa en la indemnización pagada a Kashima Kita). Debido al comportamiento de los precios internacionales del petróleo crudo a partir de la suspensión de entregas, y hasta julio de 2009 inclusive, el ahorro real ha sido de 588 MMUSD al volumen promedio de entrega, y 675 MMUSD al volumen máximo (cifras netas de la alícuota de Pdvsa en la indemnización pagada a Kashima Kita). El ahorro de dejar de producir el volumen de Orimulsión para suministrar a Kashima Kita representa un ahorro adicional de 37 MMUSD al volumen promedio de entrega, y 43 MMUSD al volumen máximo (gráfico A.21).

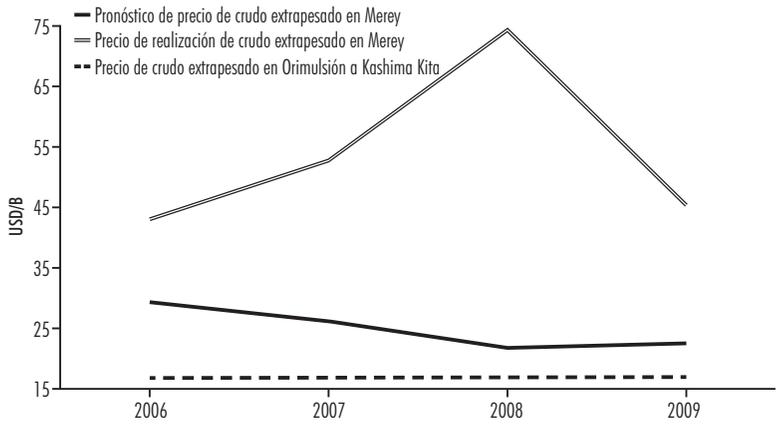
**Gráfico A.19**  
**Desempeño de las ventas de Orimulsión a Kashima Kita, 1997-2006**



**Gráfico A.20**  
**Precio facturado de crudo extrapesado a MC Bitor para Kashima Kita vs. precio del extrapesado en crudo Mery para destinos en Estados Unidos, 1997-2006**



**Gráfico A.21**  
**Pronóstico de precios y precios de realización**  
**para crudo extrapesado, por tipo de uso, 2006-2009**



Fuentes: Bitor, Muse Stancil

Vendedor:	Bitor America Corporation
Cliente:	New Brunswick Power Corporation (contrato original con The New Brunswick Electric Power Commission o Nbecp)
Localización:	Dalhousie, New Brunswick
País:	Canadá
Duración:	20 años a partir del 18 de noviembre de 1990, con renovación anual de la vigencia a partir del vigésimo año, pero con un período de <i>phase out</i> de no menos de 24 meses. El comprador tenía derecho de terminar el contrato con un período de aviso de 24 meses a partir del tercer año de vigencia del contrato, si a su juicio “la Orimulsión se hubiera convertido en un combustible no competitivo para la operación del equipo del Comprador” (cláusula 2.2).
Incoterm:	DEQ (la cláusula 8.1 estipulaba que el comprador correría con todos los gastos y riesgos inherentes en llevar el producto desde el punto de carga hasta el punto de descarga, incluyendo el costo de seguros –cláusula 9.1– y la cláusula 8.6 estipulaba que todos los gastos de descarga también correrían por cuenta del vendedor).
Volumen:	Volumen mínimo de 400.000 tons. (4.700 BD de crudo extrapesado); volumen máximo de 800.000 tons. (9.600 BD de crudo extrapesado)

Combustible de diseño de la caldera: Combustible residual (Unidad 1); carbón pulverizado (Unidad 2)

Legislación aplicable: Florida

Referencia de precio: carbón

Fórmula de precio:

$$SP = (I^1/I^0 * Bp + F^1/F^0 * Bf) * GCVS$$

donde:

SP = Precio de la Orimulsión en USD/TM

Bp = 1.254 USD/MMBTU

I<sup>0</sup> = promedio ponderado, en USD/MMBTU, de los costos de adquisición de carbón de las plantas termoeléctricas en los Estados Unidos con más de 50 megawatts de capacidad de generación, según la lista compilada por el Departamento de Energía conforme a la forma FERC 423, y publicada en *Electric Power Monthly* en el cuadro “Monthly Report of Cost and Quality of Fuels for Electric Power Plants”, para el cuarto trimestre de 1990.

I<sup>1</sup> = promedio ponderado, en USD/MMBTU, de los costos de adquisición de carbón de las plantas termoeléctricas en los Estados Unidos con más de 50 megawatts de capacidad de generación, según la lista compilada por el Departamento de Energía conforme a la forma FERC 423, y publicada en *Electric Power Monthly* en el cuadro “Monthly Report of Cost and Quality of Fuels for Electric Power Plants”, para el trimestre inmediatamente anterior al trimestre en el cual tuvo lugar la descarga de cada embarque de Orimulsión.

Bf	= 0.286 USD/MMBTU
F <sup>0</sup>	= promedio de las cotizaciones diarias del Baltic Freight Index, compilado por el Baltic Exchange de Londres, para el cuarto trimestre de 1990.
F <sup>1</sup>	= promedio de las cotizaciones diarias del Baltic Freight Index, compilado por el Baltic Exchange de Londres, para el trimestre inmediatamente anterior al trimestre en el cual tuvo lugar la descarga de cada embarque de Orimulsión.
GCVS	= El contenido calórico bruto de cada embarque de Orimulsión, en MMBTUs

**Ajustes por calidad.** El contrato estipulaba ajustes por calidad en caso de que el contenido de vanadio de un cargamento excediera 320 partes por millón (ppm) o que el contenido de sodio excediera 60 ppm. En el caso del vanadio, por cada 5 ppm en exceso del límite de 320 ppm, se aplicaría una penalidad de 0.0624 USD/TM. En el caso del sodio, por cada por cada 5 ppm en exceso del límite de 60 ppm, se aplicaría una penalidad de 0.0624 USD/TM. Ninguno de estos dos ajustes se aplicaría en casos en los que el contenido de magnesio del cargamento fuera igual o mayor a 1.3 veces el contenido de vanadio. Los ajustes por calidad se escalarían año con año conforme a la inflación en Canadá. El contenido de vanadio y sodio de la Orimulsión entregada a Dalhousie bajo ninguna circunstancia podía exceder 360 ppm u 80 ppm, respectivamente.

El precio FOB ponderado de todo el crudo extrapesado entregado a NB Power Dalhousie desde 1994 en forma de Orimulsión es de 6.06 USD/B.

**Otras cláusulas significativas.** La cláusula 3.5 estipulaba que, en caso de que

... el precio promedio en USD/MMBTU de un combustible líquido alternativo con un contenido de azufre por peso no mayor a 2.8 por ciento en el quemador de una unidad de Dalhousie cayera, por un período de 60 días consecutivos, por debajo del precio de venta de la Orimulsión... el comprador tendrá el derecho... de notificar al vendedor que desea reducir sus entregas de Producto... durante el siguiente trimestre... y la Cantidad Contractual Mínima habrá de ajustarse de conformidad.

La cláusula 6.7 rezaba de la siguiente forma:

... el Comprador entiende que la política de precios del vendedor reflejada aquí está diseñada para promover el uso de Orimulsión en el sector eléctrico sobre una base competitiva contra los combustibles carboníferos disponibles realistamente a compradores potenciales, por lo que se refiere a la energía secundaria producida, y al mismo tiempo reconoce el costo adicional requerido para permitir el uso de Orimulsión en la plantas termoeléctricas, y el costo adicional incurrido para cumplir con la legislación ambiental aplicable; y el comprador entiende que esta política de precios para la Orimulsión es compartida por el vendedor, su casa matriz [Bitor S.A.] y su casa matriz última, Petróleos de Venezuela S.A., y cada una de sus entidades relacionadas o asociadas.

Esta política de precio es la base para la determinación del precio de la rimulsión para el Comprador... En caso de que en cualquier momento el Vendedor, su matriz inmediata [Bitor S.A.] o su matriz última [Pdvs], cambiaran esta política de precios para ofrecer términos y condiciones más atractivos para la venta de Orimulsión a cualquiera de sus clientes en el sector eléctrico, estos términos y condiciones automáticamente se volverán aplicables a este Acuerdo de Suministro, y el contenido del mismo se enmendará de conformidad.

La cláusula 15.3 del contrato estipulaba que las partes acordaban que

... las restricciones de producción o exportación de Orimulsión impuestas por autoridades gubernamentales venezolanas no serán consideradas causas aceptables de fuerza mayor... En el caso poco probable de que dichas restricciones sean impuestas, o si el Vendedor decidiera no continuar con la producción y comercialización de Orimulsión después de que el comprador hiciera compromisos de inversión para convertir su(s) unidad(es) de generación... el Vendedor tendrá que sustituir... el suministro de Orimulsión con un Combustible Sustituto... con el mismo compromiso de entrega que la Orimulsión y con un precio acorde... por el período de tiempo requerido por el Comprador para depreciar su equipo conforme a la práctica financiera normal; este período de tiempo tendrá una duración máxima de quince años a partir de la primera fecha de entrega del producto.

La cláusula 15.4 especificaba que el Vendedor tendría el derecho de terminar el contrato, pero solamente “después de haber suminis-

trado combustible sustituto por un período de 24 meses contados a partir de la primera entrega de dicho combustible sustituto”, y un período de preaviso de no menos de 24 meses. En la fecha efectiva de terminación, el vendedor tendría que pagar al comprador el valor en libros del capital invertido por el comprador “en la conversión de sus unidades de generación a Orimulsión, incluyendo cualquier equipo instalado para el uso de Orimulsión o instalado en cumplimiento de la licencia requerida para quemar Orimulsión”.

La cláusula 17.1 decía que el vendedor no quedaría eximido de su obligación de suministrar combustible sustituto ni siquiera “en el caso de una prohibición explícita emanada de una autoridad legal o corte”.

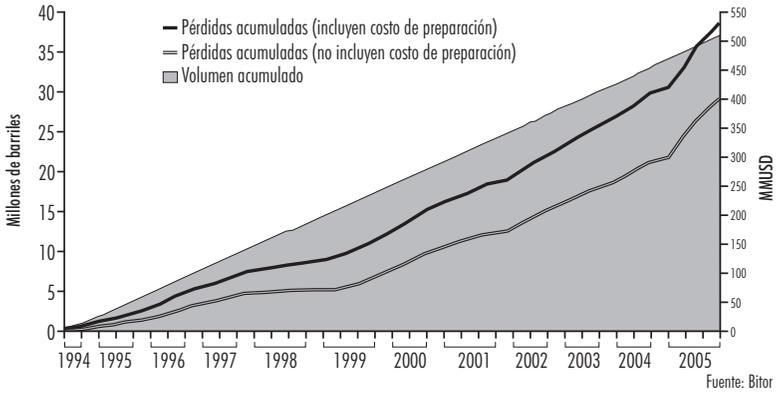
La cláusula 24.2 especificaba claramente que, no obstante los requerimientos de confidencialidad del contrato, “el Comprador estaba sujeto a la legislación de Canadá y/o de la provincia de New Brunswick respecto a la divulgación de información al público”.

**Sinopsis comercial.** Las pérdidas acumuladas en la facturación FOB de crudo extrapesado por concepto de entregas de Orimulsión a NB Power Dalhousie desde 1994, hasta la suspensión de entregas de Orimulsión por causas de fuerza mayor (37 MMB), totalizan 402 MMUSD respecto al precio del extrapesado vendido como crudo Merey en Estados Unidos (10.86 USD/B en términos unitarios), sin incluir el costo promedio de preparación de la Orimulsión. Estas pérdidas equivalen al 121 por ciento del valor total facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 179 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión (gráficos A.22 y A.23).

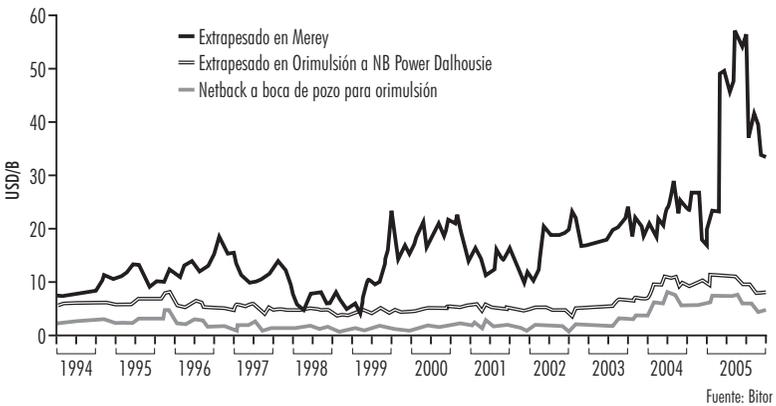
Si se toman en cuenta los costos promedio de preparación de la Orimulsión, las pérdidas totales asociadas a este contrato ascienden a 530 millones de dólares (14.31 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 159 por ciento del valor total facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 236 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión.

La última entrega de Orimulsión a Dalhousie tuvo lugar en diciembre de 2005. A partir de ese momento, Bitor América comenzó a entregar combustible residual, conforme a las cláusulas para combustible sustituto del contrato. Las pérdidas asociadas a estos volúmenes no se incluyen en los totales de pérdidas presentados arriba.

**Gráfico A.22**  
**Desempeño de las ventas de Orimulsión a NB Power Dalhousie, 1994-2005**



**Gráfico A.23**  
**Precio facturado de crudo extrapesado a NB Power Dalhousie vs. precio del extrapesado en crudo Merey para destinos en Estados Unidos, 1994-2005**



- Vendedor: Bitor S.A.  
 Cliente: New Brunswick Power Corporation  
 Localización: Coleson Cove, New Brunswick  
 País: Canadá  
 Duración: 20 años a partir de la primera entrega comercial, la cual habría de tener lugar, previo mutuo acuerdo entre las partes, entre septiembre y diciembre de 2004. De acuerdo a la sección de *Considerandos* del contrato con Dalhousie, el contrato de Coleson Cove se deriva de un memorándum de entendimiento suscrito por Bitor y Nbecp el 27 de marzo de 1989. El contrato fue aprobado por las Juntas Directivas de Pdvs y Bitor en mayo de 2003, pero nunca firmado debido a que el MEM no lo autorizó. NB Power entabló un proceso legal en contra de Bitor en Nueva York, argumentando la existencia de un contrato con Bitor a pesar de que el contrato nunca hubiera sido firmado. La controversia se resolvió fuera de la Corte con el pago de una indemnización a NB Power, como compensación parcial del costo de reacondicionamiento de la planta. El monto de dicho pago representa tan sólo una fracción de los ahorros que, hasta la fecha en que se escribe este reporte, tanto Pdvs como la República han podido obtener gracias a que el contrato no se firmó. Los ahorros estimados sobre el resto del período de vigencia del contrato, de haberse firmado éste, exceden el valor de la indemnización en órdenes de magnitud.
- Incoterm: FOB  
 Volumen: Volumen base inicial 1.950.000 tons. (23.000 BD de crudo extrapesado). Durante los primeros diez años, el comprador tendría la opción de aumentar el volumen hasta un máximo de 2.400.000 tons. (28.700 BD de crudo extrapesado). Para el período comprendido entre abril de 2008 a diciembre de 2009, mientras duraran los trabajos de reacondicionamiento para la central nuclear de Point Lepreau, el volumen podía incrementarse hasta 2.700.000 tons. (32.000 BD de crudo extrapesado). De acuerdo a la cláusula 3.3., aún cuando el comprador no hubiera hecho válida la opción de aumentar el volumen base antes de 2008, el vendedor se comprometía a hacer “sus mejores esfuerzos” para suministrar hasta 2.700.000 tons. mientras durara el mantenimiento de la central nuclear de Point Lepreau.
- Combustible de diseño de la caldera: Combustible residual  
 Legislación aplicable: Nueva York  
 Precio de referencia: Inflación en Canadá

Precio base: precio base efectivo a partir de septiembre 30 de 1999, 1.195 USD/MMBTU (7.33 USD/B de crudo extrapesado). Este precio se ajustaría 4 veces por año, conforme a los cambios en el Índice Nacional de Precios al Consumidor de Canadá, para todos los

artículos, según las estadísticas publicadas por *Statistics Canada*. Los ajustes comenzarían a partir del tercer trimestre calendario de 1999, en conformidad con las siguientes fórmulas:

AC	= 0	(CPI $\leq$ 0 por ciento)
AC	= CPI	(0 < CPI $\leq$ 2 por ciento)
AC	= 2.0 por ciento + 0.5 (CPI -2.0)	(2.0 por ciento < CPI $\leq$ 6 por ciento)
AC	= 4.0 por ciento	(CPI > 6 por ciento)

donde:

AC	=	Componente de ajuste, expresado en porcentaje
CPI	=	Índice nacional de precios al consumidor en Canadá

En caso de que la tasa anual de incremento en el índice fuera superior a 6 por ciento, las partes acordaban “revisar las cláusulas de ajuste de precios” (cláusula 6.2).

Fórmula de precio:

$$SP_t = C_t * GHV$$

donde:

$SP_t$	=	Precio de venta final de la Orimulsión
$C_t$	=	Precio base de la Orimulsión, ajustado por inflación para el trimestre relevante, en USD/BTU
GHV	=	Poder calorífico bruto de los cargamentos de Orimulsión en MMBTU

El precio promedio del crudo extrapesado en Orimulsión calculado mediante la fórmula de Coleson Cove, a partir de septiembre de 1999, es de 8.57 USD/B.

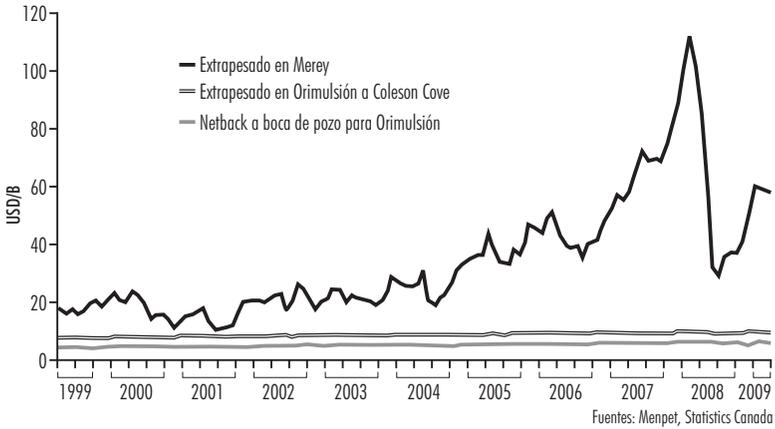
**Otras cláusulas significativas.** La cláusula 17.1 especificaba que, de presentarse “cualquier obstáculo o interferencia a la disponibilidad de Orimulsión que retrasara, obstaculizara o previniera al vendedor de suministrar Orimulsión a todos sus clientes”, Bitor estaría obligado a “retener, reducir o suspender suministros y repartir la Orimulsión disponible entre todos sus clientes”, incluyendo Coleson Cove.

En la cláusula 35.5, tanto Bitor como NB Power renunciaban a su privilegio de inmunidad soberana en conexión a disputas derivadas del acuerdo.

**Sinopsis comercial.** Este contrato nunca se firmó, debido a la intervención del Menpet. De haber dado comienzo los suministros en septiembre de 2004, conforme a lo previsto, el contrato habría generado pérdidas por un total de 1,597 MMUSD (39.22 USD/B

en términos unitarios), hasta julio de 2009 inclusive (gráfico A.24). Dichas pérdidas no consideran el costo promedio de preparación de la Orimulsión. Hay que apuntar que Pdvs solamente pagó a NB Power una indemnización de 110 MMUSD, como parte de un acuerdo extrajudicial entre las partes para que la compañía canadiense desistiera de su demanda de incumplimiento de contrato.

**Gráfico A.24**  
**Precio mensual de crudo extrapesado a NB Power Coleson Cove vs. precio mensual del extrapesado en crudo Merey para destinos en Estados Unidos, 1999-2009**



Vendedor:	Orifuels Sinoven S.A.
Comprador:	Petrochina Fuel Oil Company Limited
Localización:	“El Comprador utilizará la Orimulsión como combustible para la generación de electricidad y como combustible para otros sectores industriales en la República Popular de China” (cláusula 1.b)
País:	China
Duración:	30 años a partir del 17 de noviembre de 2003. Cuando menos un año antes de la expiración del acuerdo, las Partes podían negociar la extensión del mismo
Incoterm:	FOB
Volumen:	El volumen cubierto por el acuerdo sería “la cantidad proyectada total anual de Orimulsión, que se produzca físicamente en las plantas de Orimulsión del Vendedor conocidas como “MPE-3”... La cantidad máxima que se puede producir físicamente en las instalaciones MPE-3 es de 7.25 millones de toneladas métricas por año [87 MBD de crudo extrapesado] ... La cantidad mínima proyectada será de 5 millones de toneladas métricas por año [59.8 MBD de crudo extrapesado]”.

Combustible de diseño de la caldera: N.A. (no se especificaban destinos concretos)  
 Legislación aplicable: Inglaterra y Gales  
 Referencia de precio: carbón

**Fórmula de precio.** El precio base de este contrato durante sus primeros 3 años de vigencia era 32 USD/TM (7.33 USD/B de crudo extrapesado). Tras el período inicial de tres años, y durante los siguientes siete años, el precio se habría fijado mediante una fórmula que incorporaba cotizaciones para carbones australianos y chinos, y que planteaba un precio mínimo de 31 USD/TM (equivalente a 7.10 USD/B para el crudo extrapesado). La fórmula era la siguiente:

$$P_T = P_0 * K * (GCV_T / GCV_0)$$

donde:

$P_T$	= Precio FOB de la Orimulsión, en USD/TM
$P_0$	= Precio base de la Orimulsión, fijado en 32 USD/TM (7.33 USD/B de crudo extrapesado)
$K$	= Índice de precios de la canasta de carbones
$GCV_T$	= Poder calorífico bruto del cargamento de Orimulsión
$GCV_0$	= Poder calorífico bruto base, válido para la duración del contrato y acordado en 30.3 MJ/Kg.

El contrato estipulaba que si “las condiciones en el mercado de energía cambiasen dramáticamente, de manera tal que se afectara la

competitividad de la Orimulsión en el mercado chino de electricidad, las Partes determinarían un precio nuevo que fuera apropiado”. Pero si la fórmula arrojaba una cifra superior a 34 USD/TM, “y el Comprador puede demostrar a satisfacción del Vendedor que el precio de la Orimulsión no es competitivo en el mercado chino”, el precio máximo aplicable sería 34 USD/TM (equivalente a 7.78 USD/B para el crudo extrapesado).

A partir del undécimo aniversario del contrato, el precio habría de calcularse con la misma fórmula, sujeta a un precio mínimo de 30 USD/TM (equivalente a 6.87 USD/B para el crudo extrapesado), pero sin ningún precio máximo especificado.

El índice de precios de la canasta de carbones se calculaba utilizando cotizaciones FOB publicadas en *International Coal Report (ICR)*

$$K = \frac{(50 \text{ por ciento} * \text{Aus NC}_T + 50 \text{ por ciento} * \text{China QC}_T)}{(50 \text{ por ciento} * \text{AusNC}_0 + 50 \text{ por ciento} * \text{China QC}_0)}$$

donde:

- K = Índice de precios de la canasta de carbones
- Aus NC<sub>T</sub> = Australia-Newcastle (11.340 BTU/lb) precio promedio cotizado por *ICR* para la fecha de conocimiento de embarque del cargamento
- AusNC<sub>0</sub> = Australia-Newcastle (11.340 BTU/lb) precio promedio cotizado por *ICR* para el primer trimestre de 2001 (válido durante la vigencia del contrato)
- China QC<sub>T</sub> = Carbón local Qinhuangdao (11.200 BTU/lb) precio promedio cotizado por *ICR* para la fecha de conocimiento de embarque del cargamento
- China QC<sub>0</sub> = Carbón local Qinhuangdao (11.200 BTU/lb) precio promedio cotizado por *ICR* para el primer trimestre de 2001 (válido durante la vigencia del contrato)

**Sinopsis comercial.** Este contrato de suministro se canceló como parte del avenimiento derivado de la expropiación de Orifuels Sinoven S.A., en el marco de la migración de los contratos de asociación con compañías extranjeras. Nunca tuvo vigencia como tal. Dados los escenarios de precios futuros para el crudo Merey y para el carbón previstos al momento de la migración, a partir de un precio promedio para el WTI de 60 USD/B para el período 2006-2036, la cancelación de este contrato tenía un VPN estimado en 15.000 MMUSD (el contrato hubiera generado pérdidas anuales por más de 2.000 MMUSD). Sin

embargo, solamente entre enero de 2007 y julio de 2009 (es decir, 8.6 por ciento de los 360 meses de vigencia que el contrato habría tenido), no suministrar Orimulsión bajo los términos de este contrato ha permitido evitar pérdidas por un total de 4.280 MMUSD (es decir, 29 por ciento del VPN de las pérdidas estimadas por concepto de descuentos en el precio del crudo extrapesado utilizado para preparar Orimulsión).

Vendedor: Bitor S.A.  
 Cliente: PowerSeraya Ltd.  
 País: Singapur  
 Localización: Pulau Seraya  
 Fecha original: 14 de mayo de 2001, con un acuerdo suplementario fechado el 27 de febrero de 2003  
 Duración: 10 años a partir del comienzo de entregas comerciales  
 Incoterm: DES  
 Volumen: 1,500,000 tons. (18 MBD de crudo extrapesado) de volumen base, y hasta 300.000 tons. (3.600 BD de crudo extrapesado) de volumen adicional.  
 Tras un período de prueba durante el cual Bitor entregó a PowerSeraya un total de 4.1 MMB de Orimulsión (2.9 MMB de crudo extrapesado), el período de suministro comenzó formalmente en noviembre de 2005. Poco después, Bitor anunció la suspensión de entregas de Orimulsión por causas de fuerza mayor.

Combustible de diseño de la caldera: Combustible residual

Legislación aplicable: Inglaterra y Gales

Referencia de precio: combustible residual

Fórmula de precio:

$$\text{DESP} = F * (\text{NCV}/6,700 \text{ Kcal/Kg.}) + 4.57$$

donde:

DESP = Precio de la Orimulsión en el punto de entrega, en USD/TM

NCV = Poder calórico neto de la Orimulsión en cada cargamento, en Kcal/Kg

Si el promedio móvil del precio del residual de alto azufre de 180 centistokes en Singapur (IFO 180 CST, FOB Singapore, *Platt's Oil MarketWire*) para los 60 días previos al día de conocimiento era superior o igual a 13.20 USD/B, entonces el valor de F se determinaba de la siguiente forma:

$$F = 3.10 * (\text{IFO 180}) + 4.57$$

Si el promedio móvil del precio del residual de alto azufre de 180 centistokes en Singapur (IFO 180 CST, FOB Singapore, *Platt's Oil MarketWire*) para los 60 días previos al día de conocimiento era MENOR a 13.20 USD/B, entonces:

$$F = 45.50 \text{ USD/TM}$$

La fórmula para calcular el precio se diseñó sobre la base de la amortización de la inversión que Power-Seraya habría tenido que hacer para construir una nueva termoeléctrica que quemara gas natural importado en turbinas de ciclo combinado.

**Cláusulas significativas.** el contrato de Power-Seraya contemplaba deducciones por concepto de “costos variables de operación adicionales” que podían alcanzar un máximo de 3 dólares por tonelada métrica de Orimulsión (0.69 USD/B de crudo extrapesado), y promediaban aproximadamente 250.000 USD por cargamento. Dichas deducciones fueron incorporadas en la cláusula 5.2 de un “Acuerdo Suplementario” entre las partes, firmado en 2003.

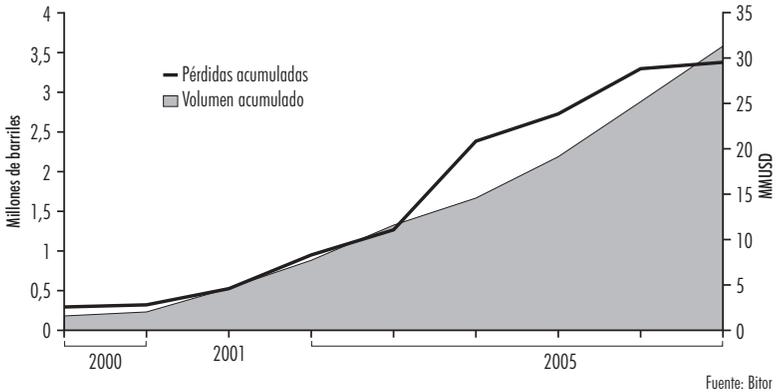
En la cláusula 35.5, Bitor renunciaba a su privilegio de inmunidad soberana en conexión a disputas derivadas del acuerdo.

**Sinopsis comercial.** El 31 de enero de 2006, Bitor notificó a PowerSeraya que no podría continuar suministrándole Orimulsión debido a la suspensión de sus actividades de producción. A partir de este anuncio, las dos partes comenzaron conversaciones para llegar a una terminación negociada del contrato de suministro. A fin de evitar acciones legales, Bitor y PowerSeraya firmaron una serie de acuerdos individuales por medio de los cuales Bitor suministró a Power-Seraya residual de calidad IFO 380, en el entendido de que todos estos volúmenes se contabilizarían como parte de las obligaciones de Bitor para efectos de cualquier terminación negociada, o continuación del contrato de suministro de Orimulsión. Los principios rectores del acuerdo de terminación negociada eran que la Orimulsión se sustituiría con combustible residual (con los ajustes por poder calorífico correspondientes), el volumen remanente a suministrarse se reduciría significativamente, pero se mantendrían las condiciones de precio y entrega.

Las pérdidas acumuladas en la facturación FOB de crudo extrapesado por concepto de entregas de Orimulsión a PowerSeraya (3.60 MMB en total), respecto al precio del extrapesado vendido como crudo Merey en Estados Unidos, totalizaron 29 MMUSD (8.21 USD/B en términos unitarios) hasta finales de 2005 (gráfico A.25).

Gráfico A.25.

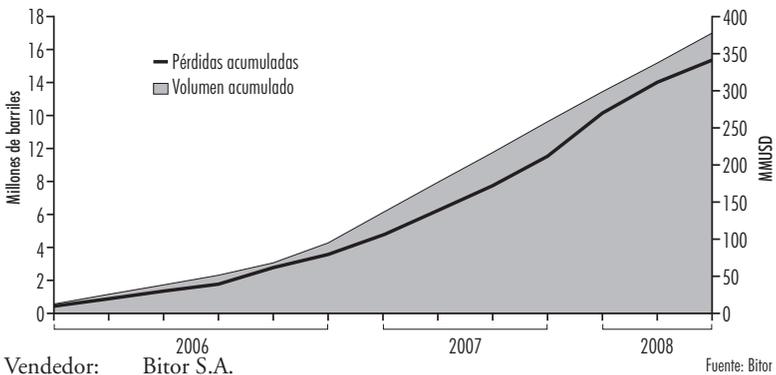
## Desempeño de las ventas de Orimulsión a Power-Seraya, 2000-2005



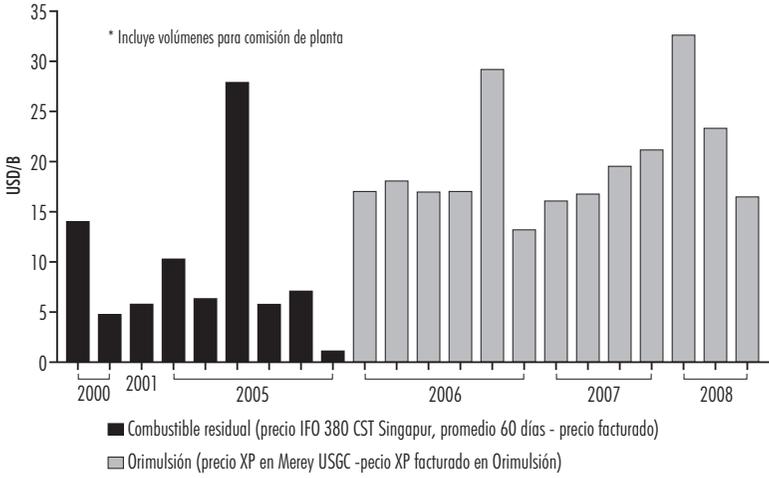
Hasta la firma de la terminación negociada del contrato de Power-Seraya, las pérdidas acumuladas en la facturación FOB por concepto de entregas de combustible residual a Power-Seraya (17 MMB en total), respecto al precio del IFO 380 en Singapur, totalizaron 341 MMUSD (20.03 USD/B en términos unitarios; gráfico A.26).

Gráfico A.26

## Desempeño de las ventas de combustible residual a Power-Seraya, 2006-2008



**Gráfico A.27**  
**Descuento por barril en el precio de los suministros**  
**a Power-Seraya (Orimulsión y combustible residual), 2000-2008\***



Cliente:	Samsung Fine Chemicals Co.
País:	República de Corea
Localización:	Ulsan
Duración:	Abril de 2003 a diciembre de 2003 (primer contrato); enero de 2004 a diciembre de 2005 (segundo contrato).
Incoterm:	CFR
Volumen:	Las entregas anuales de Orimulsión a Samsung se fijaron en un mínimo de 68.000 tons. (810 BD de crudo extrapesado) y un máximo de 80.000 tons. (960 BD de crudo extrapesado) para el año 2003. Las entregas se fijaron en un máximo de 200.000 tons. (2,400 BD de crudo extrapesado) para el año 2004 y un máximo de 220.000 tons. (2.600 BD de crudo extrapesado) para el año 2005.

Combustible de diseño de la caldera: Combustible residual

Legislación aplicable: Nueva York

Fórmula de precio:

$$SP = BP * (NHV/6,700) + F$$

donde:

SP	= Precio de la Orimulsión en el punto de trasiego, en USD/TM
PB	= Precio Base FOB de la Orimulsión, acordado por las dos partes en 45.00 USD/TM (10.30 USD/B de crudo extrapesado).
NHV	= Poder calórico neto de la Orimulsión en cada cargamento, en Kcal/Kg
F	= Costo total de flete pagado por el vendedor para transportar la Orimulsión del puerto de carga al punto de descarga

El precio FOB ponderado de todo el crudo extrapesado entregado a Samsung Fine Chemicals en forma de Orimulsión es de 10.00 USD/B.

**Otras cláusulas significativas.** En la cláusula 32 (d), Bitor renunciaba a su privilegio de inmunidad soberana en conexión a disputas derivadas del acuerdo.

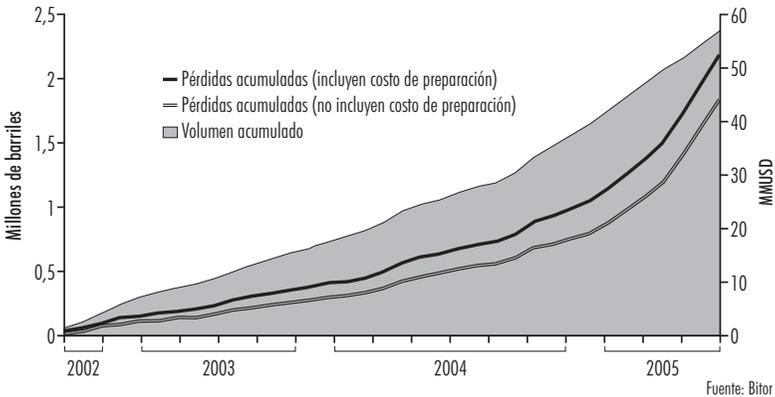
**Sinopsis comercial.** Las pérdidas acumuladas en la facturación FOB de crudo extrapesado por concepto de entregas de Orimulsión a Samsung (5.37 MMB en total), respecto al precio del extrapesado vendido como crudo Merey en Estados Unidos, totalizaron 86 MMUSD hasta finales de 2005 (15.99 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 103 por ciento del valor total facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 185 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión (gráficos A.28 y A.29).

Si se toman en cuenta los costos promedio de preparación de la Orimulsión, las pérdidas totales asociadas a este contrato ascienden a

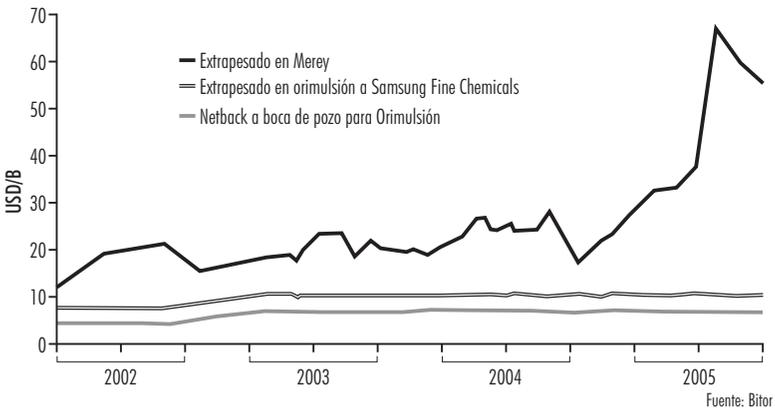
530 millones de dólares (14.31 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 123 por ciento del valor total facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 220 por ciento del valor FOB del crudo extrapesado utilizado para la Orimulsión.

El contrato no se renovó a su expiración.

**Gráfico A.28**  
**Desempeño de las ventas de Orimulsión a Samsung Fine Chemicals, 2002-2005**



**Gráfico A.29**  
**Precio facturado de crudo extrapesado a Samsung Fine Chemicals vs. precio del extrapesado en crudo Mery para destinos en Estados Unidos, 2002-2005**



Vendedor:	Bitor S.A. (en el contrato original, Bitor Europe Ltd.)
Comprador:	SK Energy (Energi E2)
Localización:	Asnaes
País:	Dinamarca
Duración:	Enero de 2001 a 30 de junio de 2002 (contratos previos 1995-97 y 1998-2000).
Incoterm:	DES
Volumen:	Las entregas anuales de Orimulsión a SK Power se fijaron de la siguiente manera: (i) para 2001: 1,000 KTM ( BD de crudo extra pesado) + 100 KTM adicionales ( BD de crudo extra pesado) a opción del comprador + 300 KTM. adicionales por mutuo acuerdo (ii) para 2002: 500 KTM ( BD de crudo extra pesado) + 100 KTM adicionales ( BD de crudo extra pesado) a opción del comprador

Combustible de diseño de la caldera: Carbón

Legislación aplicable: Inglaterra y Gales

Referencia de precio: Carbón

Fórmula de precio:

$$PG = 1.54 * \text{MCSI Index}$$

Donde:

$$PG = \text{Precio DES de la Orimulsión, en USD/Gigajoule}$$

MCSI Index = Índice de precios para una canasta de carbones europeos publicado en *International Coal Report (ICR)*, y calculado sobre la base del precio promedio para el trimestre anterior a la fecha de descarga del embarque, referido al precio calculado para el cuarto trimestre de 1999

El costo del flete en el contrato era de 11.99 USD/Ton., equivalente al 30 por ciento del precio entregado de la Orimulsión.

Las fórmulas de precio a SK Power se habían renegotiado anteriormente en diciembre de 1998 y diciembre de 1999.

El precio FOB ponderado de todo el crudo extra pesado entregado a SK Power en forma de Orimulsión es de 5.40 USD/B.

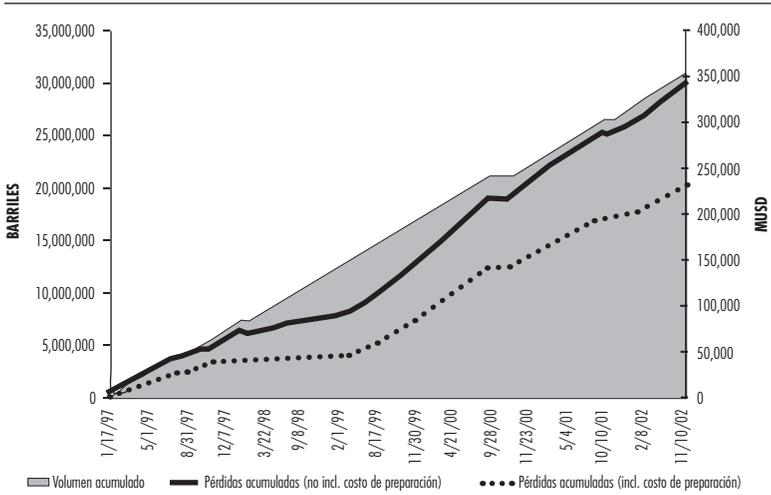
**Otras cláusulas significativas:** Manejo de cenizas a cargo y cuenta de Bitor.

**Sinopsis comercial:** Las pérdidas acumuladas en la facturación FOB de crudo extra pesado por concepto de entregas de Orimulsión a SK Power entre 1997 y 2002 (44.5 MMB), totalizaron 234 MMUSD (7.50 USD/B en términos unitarios) respecto al precio del extra pesado vendido como crudo Merey en Estados Unidos, y sin incluir el costo promedio de preparación de la Orimulsión. Estas pérdidas equivalen al 126 por ciento del valor total facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 168 por ciento del valor FOB del crudo extra pesado utilizado para la Orimulsión (Gráficos GA30 y GA31).

Si se toman en cuenta los costos promedio de preparación de la Orimulsión, las pérdidas totales asociadas a las ventas a SK Power ascienden a 341 millones de dólares (10.94 USD/B en términos unitarios). Estas pérdidas equivalen al 184 por ciento del valor total facturado por Bitor (incluyendo fletes) y al 203 por ciento del valor FOB del crudo extra pesado utilizado para la Orimulsión..

No obstante que el precio de la Orimulsión enviada a SK Power (Energí E2) era uno de los más bajos en la cartera de clientes de Bitor, la compañía danesa no renovó su contrato de Orimulsión a la expiración de éste, ante la liberalización del mercado eléctrico danés a finales de 2002, la incertidumbre generada en Venezuela por el golpe militar de abril de 2002 y los problemas ambientales asociados con el tensoactivo utilizado en la formulación comercial Orimulsión-100.

**Gráfico A.30. Desempeño del contrato de Orimulsión de SK Power, 1997-2002**



**Gráfico A.31. Precio facturado de crudo extra pesado a SK Power vs precio del extra pesado en crudo Mery para destinos en EE UU, 1997-2002**

