

Venezuela, petróleo y transición energética

Carlos Mendoza Pottellá

Un componente fundamental de la dinámica del petróleo en la vida venezolana se manifiesta claramente ante nuestros ojos desde hace más de medio siglo: la caída tendencial de su capacidad generadora de excedentes.

Pero solo algunos predicadores en el desierto y aguafiestas de oficio han acometido la desagradable tarea de llamar la atención sobre ello. Como *profetas del desastre*, los anatematizó un mandatario nacional. Juan Pablo Pérez Alfonzo -en “Venezuela se acerca a la debacle” y otros trabajos-ⁱ y Francisco Mieres fueron dos de ellos.

Uno de los rasgos sorprendentes de la aguda crisis venezolana es que se verifica al cabo de un período de creciente flujo de ingresos petroleros hasta niveles inusitados. Sin embargo, lo más serio para la evaluación de la crisis es que ocurre sobre un telón de fondo de decadencia irreversible de la rentabilidad del sector petrolero venezolano, tanto por la caída tendencial de su potencial productivo como por la elevación coetánea de los costos unitarios reales de producción del petróleo convencional.

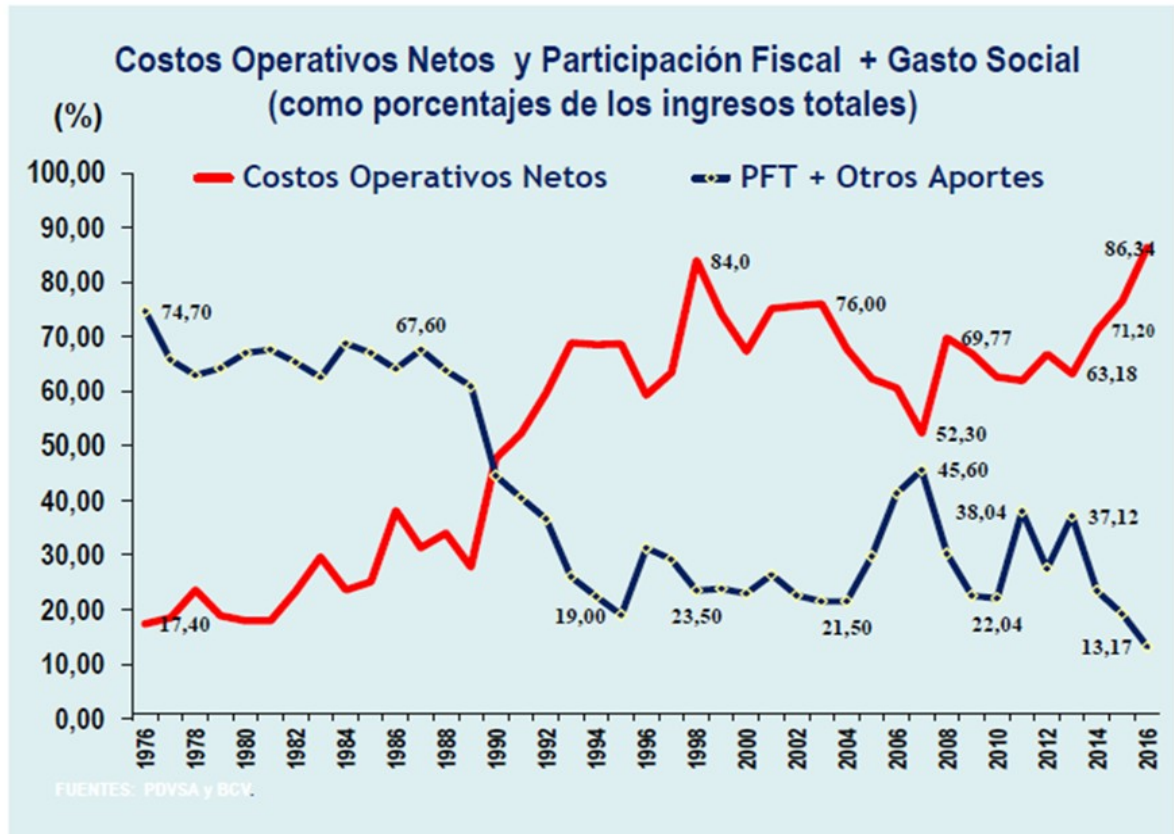
*En otras palabras, pese al encarecimiento de su petróleo en el mercado internacional, Venezuela ha entrado en la fase menguante de su renta petrolera neta.*ⁱⁱ

Una expresión de esa tendencia lo constituye el inicio del agotamiento físico de los yacimientos a partir de 1970, cuando se alcanzó el nivel máximo de los volúmenes producidos. Cima a la cual se ha tratado de volver con insistencia, pero infructuosamente, tal como se observa en el siguiente gráfico.



iii

Aunque la evidencia de esa tendencia ha sido eludida por los dirigentes del país de todas las ideologías y confesiones, la misma subyace, tal como corresponde a un recurso minero, pero puede ser identificada sin lugar a dudas, en la evolución, negativa para el país, de los resultados económicos de la industria erigida, precisamente, para aprovechar esa capacidad. Tal como puede observarse gráficamente en la distribución de los ingresos totales de la actividad petrolera, entre la participación fiscal –la auténtica participación del accionista único de ese recurso y de la industria erigida para convertirlo en mercancía, la Nación venezolana- y los costos totales de la misma.



Cuando se observa el curso creciente de la participación de los costos en los ingresos totales y la consecuente minimización de la participación fiscal, incluidos los “aportes sociales”, queda claro el mencionado curso declinante de la capacidad generadora de excedentes para el accionista colectivo, pero también podemos percibir hacia dónde fue, mayoritariamente, la renta extraordinaria todavía generada por esa explotación en las décadas pasadas.

En esta instancia, ante el reiterado planteamiento por parte de sectores privados e ideológicamente privatistas, sobre la necesidad de disminuir la excesiva carga fiscal, “the government take” que pesa sobre la industria petrolera, podemos preguntar ¿En qué parte de las cifras que generan el gráfico anterior se esconde esa excesiva carga? ¿No son esos costos, cuya participación en el reparto ya pasa del 86 por ciento del ingreso total, el reflejo también de la creciente tajada que toman para sí las empresas privadas que participan en el negocio, como remuneración de sus inversiones, de los suministros que aportan y de los servicios que realizan?

Está completamente claro aquí que esas exigencias de reducción de la carga fiscal no son otra cosa más que un nuevo capítulo de la perenne pugna por una mayor participación privada en el reparto de los ingresos obtenidos por la liquidación de un patrimonio colectivo de la Nación venezolana. Patrimonio que, por su propia naturaleza de recurso minero escaso, geográficamente localizado en pocas regiones y exhaustible,

alimentó demandas masivas y universales, generó durante más de ocho décadas ingresos con proporciones de renta, los cuales, reitero, en nuestros tiempos solo alcanzan para constituir una cada día más disminuida ganancia.

Muy recientemente se ha comenzado a reconocer la realidad de la desaparición de la renta petrolera y de su correlato, el rentismo. Sin embargo, la mayoría de los dirigentes del país –de todas las tendencias- ha mantenido las esperanzas de que, aún con mínimos rendimientos unitarios, 303 mil millones de barriles, las mayores reservas petroleras del mundo, proveerán a Venezuela de una palanca para sostener el nacimiento y desarrollo de una economía alternativa, post-rentista.

Esas supuestas “*reservas*”, suficientes para producir 8 millones de barriles diarios de hidrocarburos líquidos durante más de cien años, se enfrentan hoy a las circunstancias de una inminente transición técnico económica que intenta minimizar la generación de gases de efecto invernadero. Circunstancias tales que prefiguran ya un techo y un lapso definido de caducidad para la utilización de los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos como fuentes generadoras de energía.

Tales perspectivas y sus consecuencias constituyen hoy un factor determinante e ineludible en los escenarios económicos, políticos y geopolíticos universales y, de manera verdaderamente dramática, de las circunstancias a las cuales nos enfrentamos los venezolanos:

Un fantasma recorre al mundo de los productores y comercializadores de hidrocarburos: Los activos varados, “*stranded assets*”, suerte de nuevas pirámides de una civilización en proceso de desaparición, ectoplasmas que motivan a las grandes corporaciones petroleras y a sus inquietos accionistas mayoritarios a iniciar su transición particular hacia “corporaciones energéticas”, eólicas, solares, nucleares.

Se posponen o abandonan los proyectos petroleros más costosos, de maduración larga y consecuentemente se acelera el drenaje de los más eficientes ya disponibles y aún de los recién descubiertos.

Venezuela, sometida al bloqueo de los Estados Unidos desde hace 4 años y previamente diezmada por más de cuatro décadas de pésima administración de su política e industria petroleras, contempla desde profundidades abisales los movimientos del mercado, que la colocan como pionera en la generación de esos activos varados:

Un millón cuatrocientos mil barriles diarios de capacidad de producción de crudos extra-pesados, de mínima rentabilidad y ociosa en más de dos tercios, en cuyo exagerado desarrollo nos embarcamos por inducción externa y por ceguera tecnocrática, adormecidos en el ensueño de que “*100 dólares el barril será el costo marginal de la oferta futura y de allí no podrán bajar los precios*”. Un mantra generalizado que todos sostuvimos hasta bien entrado el 2014, año en el que comenzó el desplome de los precios petroleros. Para muestra, un botón personal:

El costo de producir petróleo “ligero y difícil”, el light tight oil de los esquistos, así como los de aguas profundas y arenas petrolíferas, se ha convertido en el costo marginal de producción, definido éste como el costo de extraer el último y más costoso barril requerido para satisfacer la demanda. Ese costo está ligado en lo fundamental a los precios de largo plazo. Si los precios caen por debajo de ese nivel, no habrá incentivos para producir esos barriles y la demanda se mantendrá insatisfecha hasta que los consumidores estén dispuestos a pagar más. Para que el suministro de petróleos procedentes de esas tres fuentes se realice, los productores necesitan que sus inversiones sean rentables.

Dada esta premisa, para algunos analistas el costo de producción de estas fuentes constituye un buen indicador de los precios futuros del petróleo. Diversas fuentes consultadas estiman que ese precio debe estar en el entorno de los 90 a 100 dólares el barril en el corto y mediano plazo. ^v

Seiscientos cincuenta mil barriles diarios de capacidad de procesamiento en cuatro costosos “mejoradores”, con un bajo nivel utilización y convertidos algunos en simples mezcladoras de esos crudos con naftas -que se importan de otros países o se hurtan a la actividad refinadora para la producción de gasolinas- para generar un producto pesado de 16° API de mediana rentabilidad.

Novecientos mil barriles diarios de capacidad nominal de refinación semiparalizada por la incuria y el descuido. Instalaciones septuagenarias, mantenidas al borde del desmantelamiento mientras se planificaban ampliaciones y procesos novedosos en otras localizaciones nacionales e internacionales. Incapacitadas hoy para surtir un mercado de menos de 100 mil barriles diarios de gasolina.

Más de 35.000 pozos en capacidad de producir, la mayoría de ellos cerrados como consecuencia del abandono de las actividades de mantenimiento y recuperación secundaria ampliada. Actividades éstas que garantizarían una producción, considerable y por varias décadas, de crudos medianos y pesados, Abandono que se hace hoy más evidente en la pública movilización de taladros y otros equipos e instalaciones de producción, desmontados y vendidos como chatarra.

Tómese como indicativo de la gravedad de una circunstancia que hoy se ha agudizado, las cifras publicadas por PDVSA hace 10 años, cuando se producían más de 2 millones y medio de barriles diarios:

Estado de los pozos de petróleo y gas completados por jurisdicción al 31/12/2011(n°p)

	Maracaibo	Falcón	Barinas	Barcelona	Maturín	Cumaná	Total Venezuela
Capaces de producir	22.248	193	578	8.562	3.951	17	35.549
En producción	11.838	25	320	3.512	1.756	14	17.465
Cerrados reactivables	9.611	128	240	5.041	2.173	0	17.193
Suspendidos	799	40	18	9	22	3	891
Inactivos	5.587	856	278	4.162	3.032	1	13.916
Esperando abandono	990	31	73	349	619	0	2.062
Abandonado ^{1/}	4.597	825	205	3.813	2.413	1	11.854
Total pozos completados	27.835	1.049	856	12.724	6.983	18	49.465

1/ Incluye pozos abandonados por razones mecánicas.

Fuente: Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos. MPPPM

vi

¿Cuántos pozos están cerrados hoy, con una producción que oscila entre los 600 mil y 700 mil barriles diarios?

Tal es el contexto material actual, en el cual se desarrolla el centenario conflicto entre los intereses públicos y privados en torno al petróleo venezolano.

Conflicto que adquiere hoy peculiaridades aparentemente inusitadas, pero que encubren su esencia secular de lucha por la apropiación de los excedentes generados por la explotación de esos recursos.

Con un enemigo externo que por designios geopolíticos bloquea todas las vías de suministro vital y proclama su decisión de mantener “presión extrema” para establecer en el país un sistema político acorde con lo establecido en la Doctrina Monroe sobre su destino manifiesto de control sobre “las Américas”.

Con una confrontación interna signada por antagonismos políticos e ideológicos devenidos en enfrentamientos clientelares y un deterioro social extremo, todo lo cual ha conducido al actual desmoronamiento ético e institucional de la Nación.

Con una economía que nunca despegó de su condición rentista y monoprodutora, sustentada en una industria petrolera diezmada por décadas de pésima gerencia. Por un lado, de primacía del interés corporativo y privado en la administración del patrimonio público, y por el otro, de abierta corrupción, ignorancia e incuria planificadora de sueños irrealizables.

En este escenario, se hace urgente llamar la atención sobre el curso desnacionalizador de nuestros recursos de hidrocarburos que se está configurando hoy en los extremos del espectro político republicano.

En primer lugar, el que se ha pretendido imponer desde hace décadas, al rescoldo de la ideología neoliberal promovida en centros académicos nacionales^{vii} e internacionales^{viii},^{ix}, la cual se ha materializado recientemente, una vez más, en las propuestas de modificación de la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos que fueron consideradas desde julio de 2019 en el seno de la anterior Asamblea Nacional^x y que, a falta de su efectiva materialización, configuran hoy el programa para un futuro gobierno alternativo.

A esas propuestas aperturistas, abiertamente privatizadoras del patrimonio público y desnacionalizadoras, se añaden ahora otras, novedosas y apresuradas, surgidas en el seno de un Gobierno cada día más alejado de sus iniciales programas, empeñado hoy en una desesperada lucha por su supervivencia y la de los grupos corporativos y mafiosos que se reparten su control y aprovechamiento.

El precio de esa supervivencia se comienza a pagar con el abandono de las posiciones de defensa de la soberanía nacional voceadas durante los pasados veinte años y que legitimaron su advenimiento y permanencia en el poder.

Estos últimos giros retrógrados han aparecido en un principio subrepticamente, como iniciativas de los estamentos planificadores de la empresa estatal^{xi}, en los cuales, se asume textualmente el discurso privatista sobre la necesidad de disminuir el “government take”. Más adelante se han promovido unas fantasmales “propuestas de la clase obrera petrolera” para modificar la Ley de Hidrocarburos.

Ese curso se potencia, desde octubre de 2020, con la promulgación, con rango supraconstitucional, de la Ley Antibloqueo:

Con la excusa de combatir el bloqueo norteamericano, el Poder Ejecutivo pretende asumir potestades judiciales y legislativas inconstitucionales para torcer la voluntad constituyente y “desaplicar” leyes orgánicas y especiales, imponiendo un régimen de “confidencialidad” que establece el carácter de secreto de Estado a futuras negociaciones con el capital petrolero internacional.

Se trata de potestades soberanas que sólo corresponden al pueblo en su conjunto, al cual se debe convocar a referéndum e informar con todo detalle de la gravedad de las decisiones que se proponen, las cuales pueden comprometer negativamente el patrimonio de la Nación, vale decir, de las próximas generaciones

En efecto, el desmontaje institucional que se dispone en este Proyecto conforma los términos de una rendición incondicional de soberanía, cuyo propósito está expreso en los fundamentos del Proyecto: “captación de inversión extranjera, sobre todo a gran escala”.

Y cuando se habla a gran escala en materia petrolera, ya se sabe a quienes nos referimos: en tres líneas se puede hacer la lista completa de ese “sector extranjero” con capacidad de inversión a gran escala. Esos serían los principales beneficiarios de las medidas que se anuncian. ^{xii}

En este año, cobra renovado impulso el retroceso institucional con la aprobación legislativa de instrumentos propiciatorios de la desintegración nacional, como lo son las Zonas Económicas Especiales. La denuncia de las perversas características de estas nuevas maquilas ha sido realizada por distintos analistas, en particular por Luis Britto García, a cuyos planteamientos me remito:

“En esta zona no rige ningún tipo de legislación laboral, gremial, sindical, de ninguna índole; todo eso queda abolido. Por otro lado, se especifica que bajo el interés de esa zona no prevalecerá ningún otro de nivel ecológico, ni conservacionista, ni gremial. En pocas palabras, se eliminan todas las conquistas laborales de la historia de Venezuela”

“¿Qué significa Zona Económica Especial? Que ahí no vale la legislación nacional, eso es un lugar excluido de la soberanía. Ahí no van a valer los Poderes, no valen las leyes de Venezuela, ni los tribunales nacionales. Todo se decidirá por árbitros o tribunales internacionales”.

“En estas ZEE las empresas extranjeras serán exoneradas de todos los impuestos, incluso los de exportación e importación, del IVA también, así lo dice el Proyecto de Ley. O sea ellos van a disfrutar de oportunidades que no podemos acceder los venezolanos” ^{xiii}

En medio de todo esto se asoma además, desde hace 5 años, la tenebrosa sombra del corporativismo militar en el sector minero y petrolero, mediante un proceso que acentúa el cercenamiento de las competencias de los poderes públicos constitucionalmente establecidos: la creación de CAMIMPEG: Compañía Anónima Militar de Industrias Mineras, Petrolíferas y de Gas, adscrita al Ministerio de la Defensa, la cual asume, para fines exclusivos del sector castrense, todas y cada una de las competencias reservadas legal y constitucionalmente al Estado para el desarrollo de actividades en el sector petrolero y minero.

De hecho, la Gaceta Oficial del 10 de febrero de 2016 ^{xiv}, al exponer el objeto social de esta compañía, detalla sus universales atribuciones en más de 90 líneas de texto -para que no queden dudas- y comenzando por “Todo lo relativo a las actividades lícitas de Servicios Petroleros, de Gas y Explotación Minera en general” (con esas enfáticas y marciales mayúsculas en el original).

Aunque no se conoce el accionar de esta empresa en los pasados cinco años y menos aún de sus resultados, la intención de crear espacios de exclusiva soberanía castrense, se vuelve a materializar, el pasado 22 de diciembre de 2020 con la creación de las Zonas

Económicas Militares: la ZEEM N° 1 en el estado Aragua y la ZEEMDEF para el desarrollo forestal. ^{xv}

En su conjunto, se trata de la voluntad de crear un amplio espacio económico militarizado y liberado del control de los poderes públicos nacionales contralores, judiciales y legislativos.

Planteadas así las circunstancias actuales, creo pertinente desarrollar el proceso de gestación de este proceso de desmoronamiento institucional, siendo ineludible para ello, a mi entender, su ubicación en la perspectiva histórica de la política petrolera venezolana.

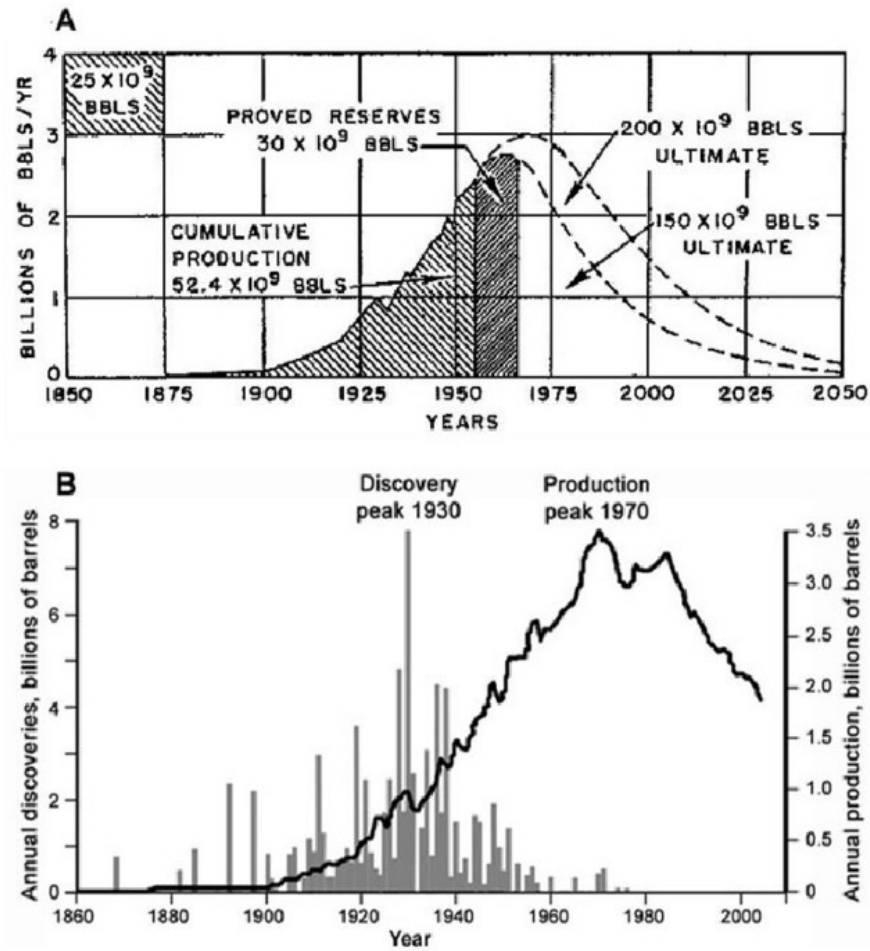
Para hacerlo, apelaré a la relación de circunstancias realizada en trabajos anteriores. En particular, en tres de ellos, en torno a los cuales desarrollaré esta exposición, *“Política Petrolera a la manera de los músicos del “Titanic”*, ^{xvi}, su versión actualizada, *Política petrolera venezolana en tiempos de catástrofe* ^{xvii} e *“Historia petrolera a la carta”* ^{xviii} en los cuales presenté un resumen del proceso de reversión anticipada de las concesiones petroleras, comúnmente conocido como “nacionalización petrolera”, destacando el papel que jugaron en el mismo las expectativas geoestratégicas generadas por las inmensas acumulaciones de petróleo extrapesado yacentes al sur del Río Orinoco.

En ese contexto, abordaré, como casos paradigmáticos y factores desencadenantes de la situación actual de la industria, una relación de los múltiples proyectos que fueron estructurados en torno al desarrollo esos recursos y su diversa suerte, comenzando por el fracaso, en los años 80, de lo que el Profesor Francisco Mieres denominó entonces el “Megadisparate de PDVSA” ^{xix} y que ahora, casi 40 años después, nos colocan frente a un amargo despertar del sueño.

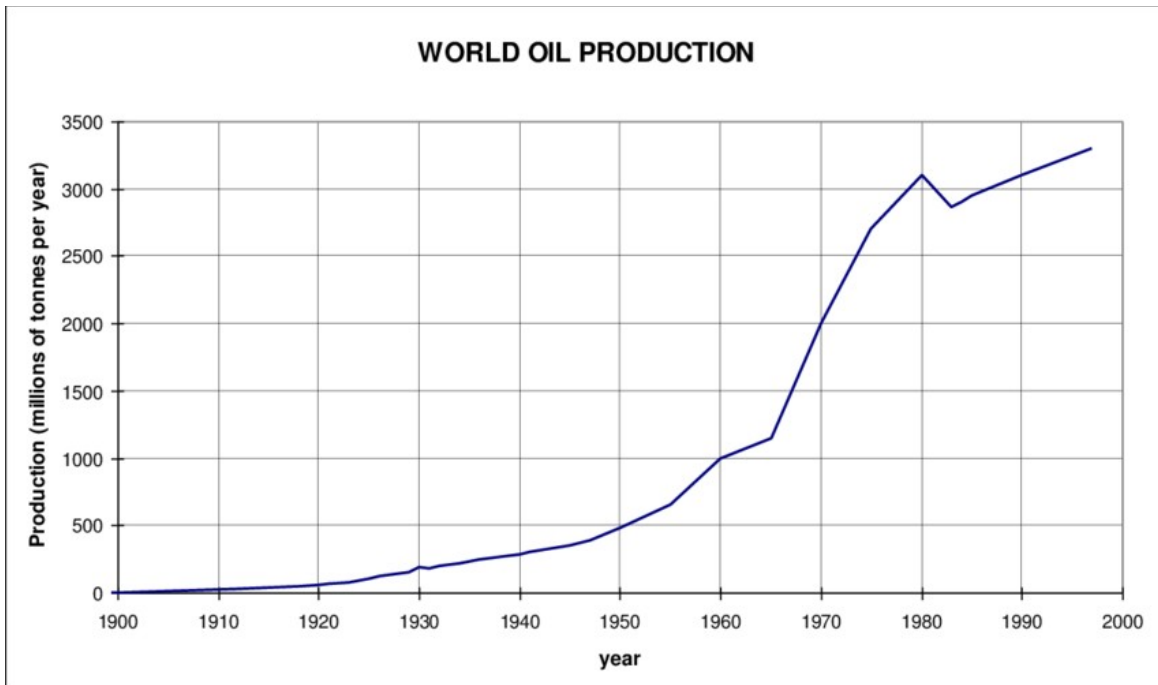
Haré referencia también, como elementos coadyuvantes de nuestra actual tragedia petrolera, a uno de los más ruinosos emprendimientos de la PDVSA de todas las etapas: la adquisición de decenas de refinerías en el exterior para crear a priori el mercado que absorbería la producción de sus proyectos expansivos, comenzando la construcción de la casa por el techo.

Una historia antigua:

En los años 70 del Siglo XX, en medio de las convulsiones de la Guerra Árabe-Israelí del Yom Kippur o del Ramadán de 1973 y el subsiguiente embargo petrolero árabe, tomaron estado público algunas predicciones sombrías sobre la “crisis energética” y el zénit o “pico” del petróleo, el cual, para los yacimientos convencionales norteamericanos ocurriría en 1971, año a partir del cual se iniciaría el inevitable descenso de su reservas y capacidades de producción, tal como lo estimara en 1956 el Geólogo Marion King Hubbert. ^{xx}



Para esa misma época de los años 70 del siglo pasado comenzaban a hacerse inminentes las también antiguas predicciones del futurólogo y estratega militar Herman Kahn, de la Rand Corporation, a quien se atribuye la estimación que colocaba al año 2050 como la fecha en la cual se iniciaría el agotamiento generalizado del petróleo, pero que en ese entonces se acercaba peligrosamente hacia los años finales del pasado siglo, dado el crecimiento exponencial de la demanda petrolera a partir de 1946.



xxi

Con esas perspectivas, y ante el fracaso como alternativa energética del “mundo luminoso de la desintegración nuclear”, previsto por los físicos en los años 40, se acentuaron las preocupaciones por la seguridad energética de los Estados Unidos y demás países aliados.

Al respecto, todavía principios de los 70, Louis Poiseux, Presidente de la Electricité de France, y uno de los principales promotores de la alternativa nuclear –Francia es el mayor país nucleoelectrico del mundo- concluía, después de una revisión de las cifras de crecimiento del consumo petrolero, que...

La realidad es que, de aquí al año 2000, un crecimiento sin energía nuclear sería, en nuestros países, como un caballo sin patas...

La única elección cierta, a plazo medio, para el mundo occidental, se halla entre un crecimiento a base de energía nuclear para varios decenios, o bien frenar el crecimiento a corto plazo...

En el año 2000, cuando la casi totalidad de la producción de electricidad será de origen nuclear...

xxii

Eran las previsiones resumidas en la frase “el átomo o la catástrofe”.

Sin embargo, ese mismo autor, y ante el apocalíptico futuro que ya se perfilaba con la acumulación masiva de Plutonio, el desecho de la fisión nuclear, con una vida media

radioactiva de 25.000 años, escribió otros libros cuyos títulos lo dicen todo: “La Babel Nucléaire”, “Crépuscule des atoms”.^{xxiii}

Otro investigador francés de la materia, Michel Grenón, hace referencia al “pacto fáustico” que estaría haciendo la humanidad, arriesgando su propia existencia, si prosiguiera en ese curso de generación nuclear de energía.^{xxiv}

Proliferaron entonces los escenarios neomalthusianos al estilo de “*Los límites del crecimiento*”^{xxv} y “*La humanidad de la encrucijada*”^{xxvi} del Club de Roma y hasta novelas futuristas sobre la tercera guerra mundial, tales como “Colapso”^{xxvii} supuestamente escrita entre las ruinas radioactivas de San Francisco en 1995... *después del colapso del mundo producido por la crisis del petróleo, protagonizado por el Sha del Irán, el egoísmo de Europa, la estafa de los rusos y la incompetencia de la Casa Blanca.*

Un ejemplo de la crispación de esos años fue el discurso del Estado de la Unión de Jimmy Carter en 1979, en el cual expuso un severo programa de seguridad energética, para enfrentar tendencias que, de no ser contenidas, determinarían que: *para mantener los ritmos actuales del consumo global de petróleo se requerirá descubrir cada 9 meses una nueva Alaska, cada año una nueva Texas y cada tres años una nueva Arabia Saudita.*^{xxviii}

Con esos augurios se instauró la Agencia Internacional de Energía como un centro coordinador de políticas de los países de la OCDE. Se promovieron iniciativas de ahorro energético y sustitución de petróleo por otras fuentes y del petróleo de la demonizada OPEP por el de cualquier otra procedencia. Todo ello en un ambiente de agudización de la Guerra Fría.

Desde los inicios de esa “crisis”, hoy aparentemente superada, se planteaba un panorama según el cual, al acabarse el petróleo convencional, sólo quedarían dos grandes acumulaciones petroleras: la Faja del Orinoco y las Arenas Bituminosas de Canadá.

“...la mayor acumulación de petróleo extrapesado está en la faja de petróleo pesado del Orinoco venezolano, que contiene el 90 por ciento del petróleo extrapesado del mundo cuando se mide in situ.”^{xxix}

Otras, más pequeñas quedaban fuera del alcance occidental, en la Unión Soviética.

Pero esas posibilidades de atenuación de la perspectiva crítica eran evaluadas con pesimismo en los estudios del Congreso estadounidense sobre el tema, aduciendo la preeminencia que tenía en Venezuela el discurso conservacionista, preservar la Faja para las futuras generaciones, de un tal Pérez Alfonzo.

Puesta al tanto de ese *inconveniente*, la dictadura brasileña de la época (Castello Branco, Garrastazu Médici, Geisel, etc.), que para entonces se promocionaba a sí misma como el “sub-imperialismo”, sugirió en los años 70, en el marco del “*Projeto Calha Norte*” del Consejo de Seguridad Nacional de ese país para el desarrollo de su región nordeste, que un servicio que podía prestar Brasil a la seguridad energética del *mundo libre* era tomar todo el sureste de Venezuela para garantizar la explotación de la Faja.

Difundida esta supuesta sugerencia brasileña entre los círculos oficiales venezolanos, el nerviosismo fue de pronóstico reservado.

El Presidente Rafael Caldera recibió la visita –se sospecha, maliciosamente, que fue previamente solicitada- de los Secretarios de Estado y Energía de los Estados Unidos, William P. Rogers y James Akins, ante quienes se dio seguridades de que los venezolanos si estábamos dispuestos a explotar la Faja y que no era necesaria la intervención brasileña. Como muestra de ello, se anunció oficialmente el cambio del nombre tradicional de Faja Bituminosa del Orinoco por Faja Petrolífera del Orinoco. ^{xxx}

Es oportuno destacar aquí que las perspectivas de las apetencias brasileñas sobre la Faja fue un tema recurrente de discusión en círculos políticos nacionales de los años 70, lo cual destaca su importancia para la determinación del curso que tomaría la política petrolera venezolana en los años siguientes.

Todavía en 1976 se seguía discutiendo el tema. En un libro que registra entrevistas hechas por Pedro Duno a Juan Pablo Pérez Alfonzo y Domingo Alberto Rangel, titulado *El Desastre*, se produce un largo intercambio sobre el tema:

Pedro Duno pregunta a Pérez Alfonzo:

¿Usted tiene alguna información sobre planes brasileños con respecto a la Faja?

Y Pérez Alfonzo responde...

Sí, me lo mencionó un militar hace poco, la amenaza podría ser que los brasileños contarán con el petróleo de la Faja para su desarrollo futuro...

Más adelante, Domingo Alberto Rangel sostiene que

Viendo el problema desde un punto de vista geopolítico sería codiciable para un Brasil mucho más poderoso de lo que es hoy, presionar a fin de apoderarse de un yacimiento tan rico como es la Faja Petrolífera del Orinoco... ^{xxxii}

Durante toda esa década el proceso de garantizar la seguridad energética de Occidente continuó su desarrollo y una de las movidas estratégicas de los centros geopolíticos y energéticos globales fue ejecutada por el cartel de las principales corporaciones petroleras norteamericanas e inglesas, en Teherán en octubre de 1972, al ofrecer a los cinco países ribereños del Golfo Pérsico: Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos, una nacionalización parcial y progresiva, la cual se concretó en el llamado Acuerdo General de Participación que comenzó a ser ejecutado en diciembre de ese mismo año por Arabia Saudita y Abu Dhabi ^{xxxiii}. Eso fue descrito por el propio James Akins ^{xxxiii} como producto de la necesidad de destapar la olla a punto de explotar del nacionalismo árabe, con una referencia explícita a la necesidad de combinar el palo con la zanahoria.

En Venezuela, amparado entonces en la Ley Sobre Bienes Afectos a Reversión aprobada en 1971, el país se preparaba para una reversión total de las concesiones a partir de 1983, cuando vencía el 80% de las mismas, un porcentaje superior al 50% acordado para esa misma fecha en el mencionado Acuerdo de Teherán.

Pero la estrategia de las corporaciones no permitiría esa espera, de suyo onerosa, dada la necesidad de cumplir con las obligaciones establecidas en la referida Ley, para asegurar, hasta el final de las concesiones, el mantenimiento en condiciones de operatividad de los yacimientos de las cuales ellas eran titulares.

Fue así entonces como, entre septiembre de 1972 y el mismo mes de 1973, se produjeron declaraciones sucesivas de dos Presidentes de la Compañía Shell de Venezuela (J.J. de Liefde, Kenneth Wetherell) y el de la Creole Petroleum Corporation (Robert N. Dolph) en las cuales informaron de la disposición de sus respectivas casas matrices a un adelanto de la reversión. En 1974 visitan al país los máximos dirigentes de los consorcios Royal Dutch Shell (Gerrit A. Wagner) y Exxon Corp. (su Vicepresidente, el venezolano Siro Vásquez) para expresar su avenimiento a una nacionalización negociada. ^{xxxiv}

Ésta y otras señales desataron una euforia nacionalista entre los venezolanos, tal como se registran en las páginas correspondientes a esos años del texto de Rodríguez Gallad y Yáñez que vengo citando.

En verdad, se trataba de una fórmula precautelativa del capital internacional, ensayada desde los años 60 con el proceso de “venezolanización de la gerencia” ^{xxxv} y coronada con precisión en agosto de 1975, cuatro meses antes la promulgación de la Ley que Reserva al Estado la industria y el comercio de los hidrocarburos.

Y así, previo debates para el público de galería, sobre indemnizaciones y lucros cesantes, pero con “avenimientos” subterráneos, en agosto de 1975 las mismas concesionarias designaron, de su seno, a quienes asumirían el primero de enero de 1976, la gerencia petrolera venezolana: el entonces Presidente de la Compañía Shell de Venezuela se convirtió en Presidente de la “Operadora Nacionalizada” Maraven. El Vice-Presidente de la Creole Petroleum Corporation, filial venezolana de la Standard Oil-Exxon se transmutó en Presidente de Lagoven, otra “Operadora Nacionalizada”.

El mismo esquema se repitió once veces con los gerentes de las demás filiales transnacionales, travestidos en gerentes de empresas estatales, un tipo de empresa que ellos habían enfrentado y ridiculizado durante décadas.

Además, cada una de esas nuevas operadoras contaba, de acuerdo con el avenimiento, con un Contrato de Asistencia Técnica que garantizaba la presencia de su antigua casa matriz en todos los negocios futuros. (Cambio de Patrón de Refinación, desarrollo de la Faja del Orinoco, proyectos gasíferos costa afuera,

control de siniestros, suministro de equipos, aditivos, partes y piezas, por ejemplo)

xxxvi

El poder petrolero “venezolanizado” tardó poco en retomar los intereses estratégicos corporativos de sus antiguos patrones sobre la Faja:

At present we are actively working on two specific projects in the Orinoco Oil Belt Area... (Se refiere al DSMA –Desarrollo del Sur de Monagas y Anzoátegui- y Guanipa 100+ n.n. 2021)

The investment required for these two projects is estimated at eight billion dollars of 1979 and includes substantial expenditures for infrastructure as this is virtually virgin territory. Other projects of similar magnitude will necessary to raise production level from the entire Orinoco Oil Belt to one million barrels per day the year 2000, as contemplated in Venezuela's long range energy plans. ...

The total investment program that we have undertaken will require some \$ 25 billion over the next six years. Afterwards and until the end of this century, the yearly rate of investment is likely to average some \$ 5 billion (in 1980 dollars. We expect to generate most, if not all, of this capital internally, through reinvestment of future earn. Up to now, we have set aside more than six billion dollars to be used exclusively for future oil development activities. xxxvii

El majestuoso plan del antiguo Vice-Presidente de la Creole Petroleum Corp., una de las mayores inversiones en el mundo petrolero de esa época, 100.000 millones de dólares en 20 años, se basaba en una expectativa de precios crecientes hasta el año 2000, dado el reciente crecimiento exponencial de los precios, desde 2 dólares en 1960 hasta 34 dólares en el año en que hablaba. Proyectando moderadamente esa evolución, la Dirección de Comercio y Suministros de PDVSA estimaba que el precio de la mezcla de crudos extrapesados y diluentes para generar un crudo “mejorado” de 16° API alcanzaría el nivel de 44,89 dólares el barril en el año 2000:

1978 a 1983, se perforaron más de 400 pozos, como parte del plan 2000 de PDVSA, basado en estas predicciones.

Sus costos fueron cargados a pérdidas de Lagoven, Corpoven y Maravén.

En 1999 el precio del petróleo venezolano llegó hasta 7 dólares el barril.

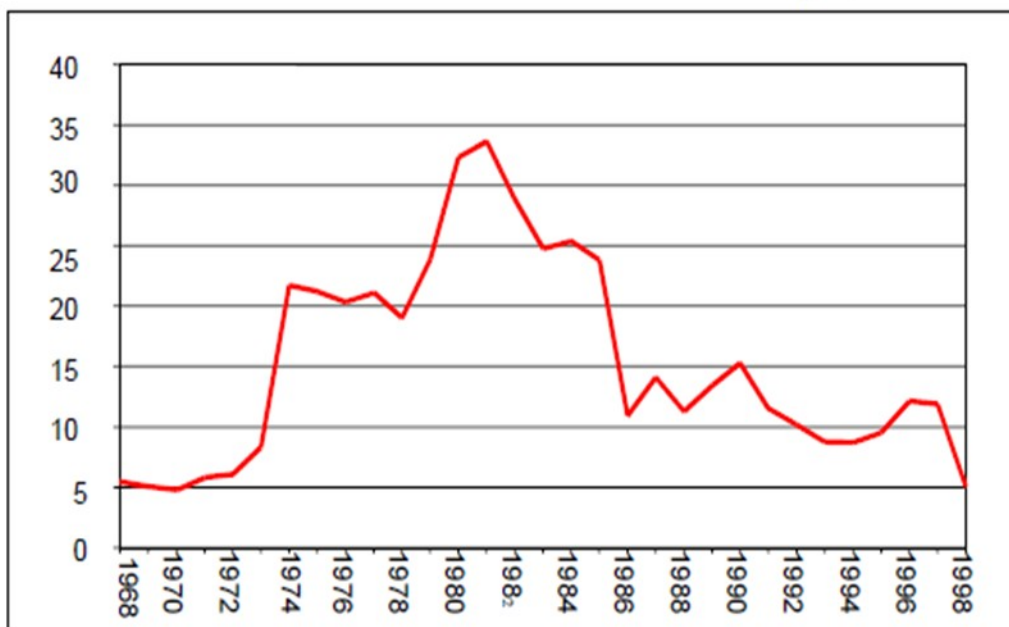
Año	10° x .5482 (\$/Bbl)	24° x .4518 (\$/Bbl)	Precio de la Mezcla de 16°
1980	17,90	29,43	25,10
1981	21,40	32,53	26,43
1982	20,00	30,20	24,61
1983	20,00	31,00	24,97
1984	20,50	31,80	25,61
1985	21,30	32,70	26,45
1986	21,70	33,90	27,21
1987	22,30	35,20	28,13
1988	23,10	36,70	29,24
1989	24,60	38,20	30,74
1990	26,50	40,10	32,64
1991	26,81	40,90	33,18
1992	27,11	42,37	34,00
1993	28,05	43,90	35,21
1994	29,01	45,48	36,45
1995	30,01	47,12	37,74
1996	31,05	48,81	39,07
1997	32,12	50,57	40,46
1998	33,22	52,39	41,88
1999	34,37	54,27	43,36
2000	35,55	56,22	44,89

Fuente: Comercio y Suministro PDVSA

Pero la evolución posterior de los precios petroleros puso de relieve la irrealidad de este primer sueño de la Faja: a precios constantes de 1984, éstos alcanzaron el nivel de 5 dólares el barril en 1998, el mismo nivel desde el cual partió su curso de montaña rusa en

1970.

Gráfico 8
PRECIO DEL PETRÓLEO VENEZOLANO
(US\$/barril de 1984)



Fuente: Marcano, 1998

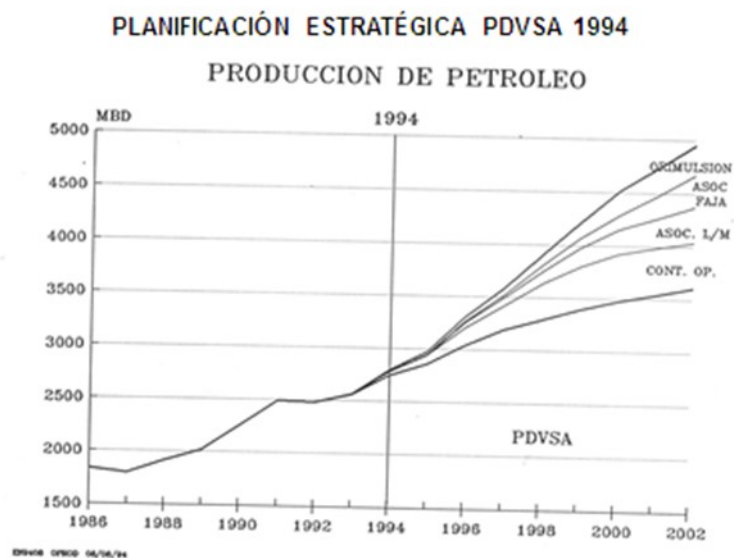
“En los estudios de exploración y caracterización realizados durante los años 1979 al 1984 de 56.000 Kilómetros cuadrados que cubren la FPDO, donde se perforaron 669 pozos con longitud total de 643.000 metros, 5.500 kilómetros de registros eléctricos-petrofísicos, 15.000 kilómetros de líneas sísmicas, el corte de 4500 metros de núcleos y 288 análisis de laboratorio (Análisis de Núcleos); A un costo de 650 millones de dólares USA” xxxviii

El primer “megadisparate de PDVSA” quedaba así, saldado: Estimaciones menos bondadosas, considerando las magnitudes referidas, hablan de miles millones de dólares hundidos en ese primer sueño Faja.

Pero sobre esas pérdidas, asumidas silenciosamente por las operadoras Lagoven, Corpoven y Maraven, se levantó luego como un ratón parido por una montaña, el proyecto Orimulsión para vender petróleo a precio de carbón y eludir, de paso, las odiosas cuotas acordadas en el seno de la OPEP.

A pesar de la caída de los precios, la contumacia expansiva a troche y moche no se detuvo, ensayando toda clase de negocios para eludir el compromiso nacional de defensa de los precios asumido en el seno de la OPEP y, por el contrario, promoviendo la salida del país de esa Organización:

Los Planificadores Mayores de PDVSA, Bernard Mommer y Ramón Espinasa, proponían en 1994 un plan para duplicar la producción en el 2002. Consciente de la experiencia anterior, uno de ellos, Ramón Espinasa, pontificaba: "compensaremos la caída de los precios con más producción".



El escenario productor promovido por PDVSA, tenía una precondition:

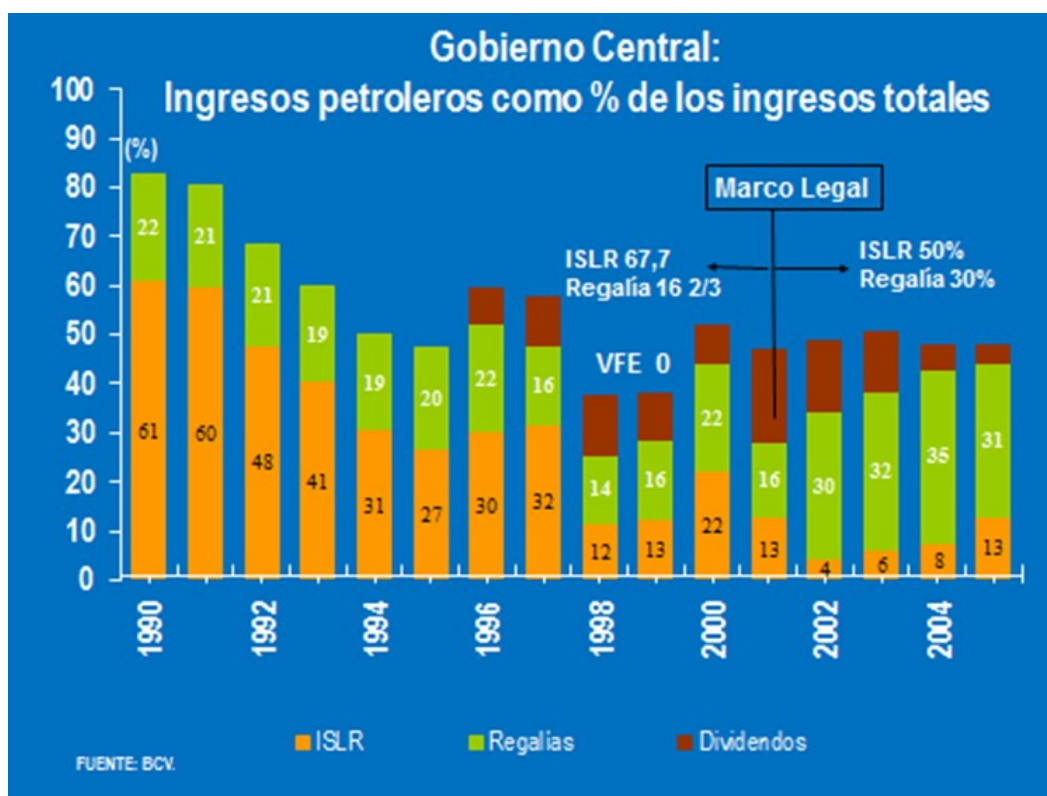
La alta tributación fiscal, la cual ni siquiera permite en el futuro inmediato hacer las inversiones necesarias para compensar la declinación y mantener la capacidad de producción, es el principal obstáculo que encuentra la Industria Petrolera Nacional para su desarrollo...

Por ello el Plan de la IPPCN se basó en la premisa fundamental de aliviar la carga tributaria sobre PDVSA mediante reducción progresiva del valor fiscal de exportación hasta su total eliminación en tres o cuatro años...

Cabe resaltar que un paso primordial en la realización de este plan lo ha constituido la reciente aprobación, por parte del Congreso Nacional, de la reducción gradual del Valor Fiscal de Exportación, que lo llevará de un 16% en el presente año a un 8% en 1994, a un 4% en 1995 y a su total eliminación en 1996”.

xxxix

El éxito del “Escenario Productor”, enfrentado al rentismo parasitario fue realmente colosal: los ingresos petroleros del gobierno central cayeron de 83% en 1990 a 26% en 1998. Al punto de que se planteó, por primera vez, la necesidad de exigirle a PDVSA la declaración de dividendos para rellenar el hueco fiscal que se asomaba.



La producción creció, pero junto con ella, los costos. Con ello el resultado neto para la Nación fue el reflejado en el gráfico anterior.

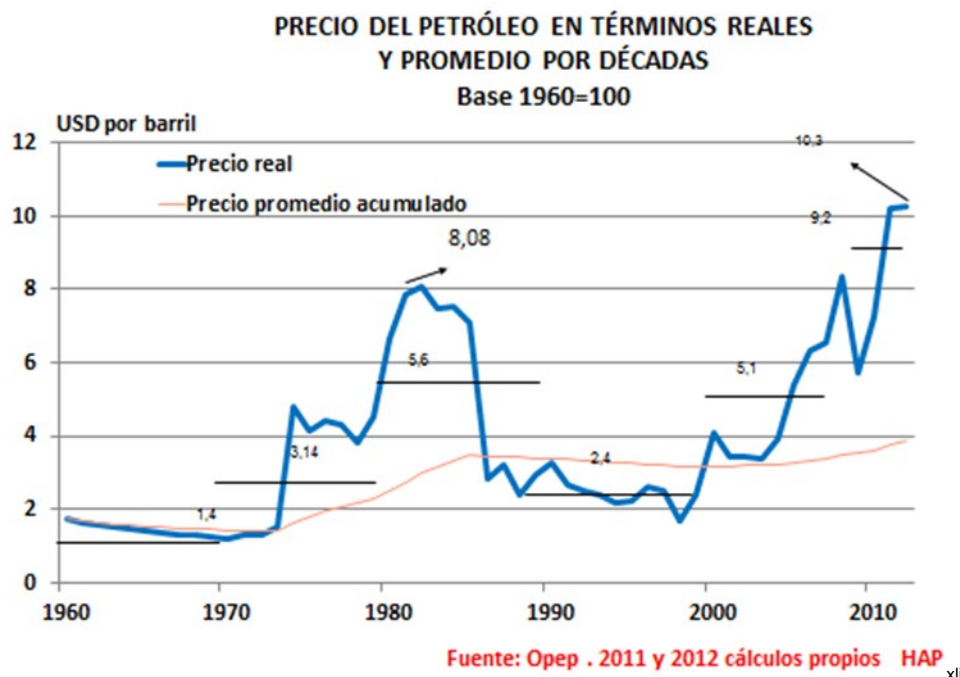
Sin embargo, en la percepción de los planificadores de PDVSA, eso era, simplemente, disminución de lo que el gobierno se coge, “*the government take*” al cual se referían las concesionarias y que se ha hecho lenguaje común de los aperturistas venezolanos y muy recientemente también de los actuales planificadores oficiales.

El negocio y los ingresos corporativos crecieron: *En los costos se materializa la adecuada remuneración de una empresa capital-intensiva, de una industria moderna y competitiva, del primer mundo, aunque lamentablemente inserta en un país del tercer mundo.*

Es oportuno recordar que el incremento de esos costos estuvo aliñado por la compra de 17 refinerías chatarra en el exterior, que ameritaron inversiones mil millonarias para ponerlas en condiciones medianas de producción y que, desde mediados de los años 80, constituyeron un rubro fundamental de los costos consolidados de PDVSA, el cual fue, hasta el inicio de las sanciones norteamericanas, el suministro de crudos nacionales con descuentos de hasta 3 y 4 dólares el barril y la compra de crudos en el extranjero para alimentar esas procesadoras –todavía hoy tenemos Citgo- y ahora, además, para mezclar con los crudos extrapesados de la producción no mejorada de la Faja.

La debacle de los precios de fines del Siglo XX afectó a todos los países productores de petróleo, exportadores netos o no y ello determinó un conjunto de movimientos estratégicos, estimulados, entre otros, por los productores domésticos estadounidenses, quienes movieron sus hilos con el apoyo del Secretario de Energía de ese país para la época, Bill Richardson, para que se concertara un acuerdo de recorte de la producción en el cual participaron Arabia Saudita, Noruega, México y, a regañadientes y a la postre, Venezuela.

Ello se logró después de mucho lobby más conferencias formales en Viena y La Haya. Los precios comenzaron a repuntar, y ya para mediados de 1999 se acercaban a los 20 dólares el barril. Algunos analistas consideran que este fue el inicio del superciclo alcista que no se detuvo hasta el 2014.



En cuanto a nuestro país, vale la pena destacar que al momento de suscribir “in extremis” los acuerdos de 1999, el Ministro de Energía y Minas de la época, Edwin Arrieta y su mentor el Presidente de PDVSA, Luis Giusti, manifestaron la inconformidad “de la industria”, anunciando que a mediados del año 2000 PDVSA volvería a producir a plena capacidad. Pero se les atravesaron las elecciones nacionales y la nueva administración, asumió entusiastamente la política de defensa de los precios. A finales del 2000, se realizó en Caracas la II Cumbre de la OPEP, convocada por el Presidente Hugo Chávez, para ratificar ese compromiso.

La historia del crecimiento de los precios hasta los niveles de 100 dólares en 2013-2014 es harto conocida.

Esa evolución despertó nuevamente, en 2005, el sueño productivista a ultranza, esta vez, como siempre, fundado en la fabulosa Faja del Orinoco, donde yace más de la quinta parte del petróleo del mundo.

El Servicio Geológico del Departamento de Energía de los Estados Unidos (US Geological Survey) conocía, desde hace varias décadas, la magnitud de los recursos de hidrocarburos depositados en la ribera norte del Orinoco, los cuales constituyeron, como refiriéramos al inicio, la última esperanza de la civilización automovilístico-petrolera, dada la “crisis energética” de los años 70.

Ese Servicio publicó sus estimaciones de “recursos recuperables” en esa Faja, que se fundamentan en la existencia de un “petróleo originalmente en sitio”, estimado entre 900 mil millones y 1.400 millones de barriles, con factibilidades entre 5 y 95 por ciento:

**Unidad de evaluación de la Faja del Orinoco.
Análisis de resultados**

Total de recursos petroleros recuperables no descubiertos

Petróleo (BBO)				Gas (TCFG)			
F95	F50	F5	Media	F95	F50	F5	Media
380	512	652	513	53	122	262	135

(Miles de Millones de Barriles de Crudo - Trillones de Pies Cúbicos de Gas) ^{xlii 12}

Table 1. Regional distribution of estimated technically recoverable heavy oil and natural bitumen in billions of barrels (BBO).

Región	Heavy oil		Natural bitumen	
	Recovery factor*	Technically recoverable BBO	Recovery factor*	Technically recoverable BBO
North America	0.19	35.3	0.32	530.9
South America	0.13	265.7	0.09	0.1
W. Hemisphere	0.13	301.0	0.32	531.0
África	0.18	7.2	0.10	43.0
Europe	0.15	4.9	0.14	0.2
Middle East	0.12	78.2	0.10	0.0
Asia	0.14	29.6	0.16	42.8
Russia	0.13	13.4	0.13	33.7**
E. Hemisphere	0.13	133.3	0.13	119.7
World		434.3		650.7

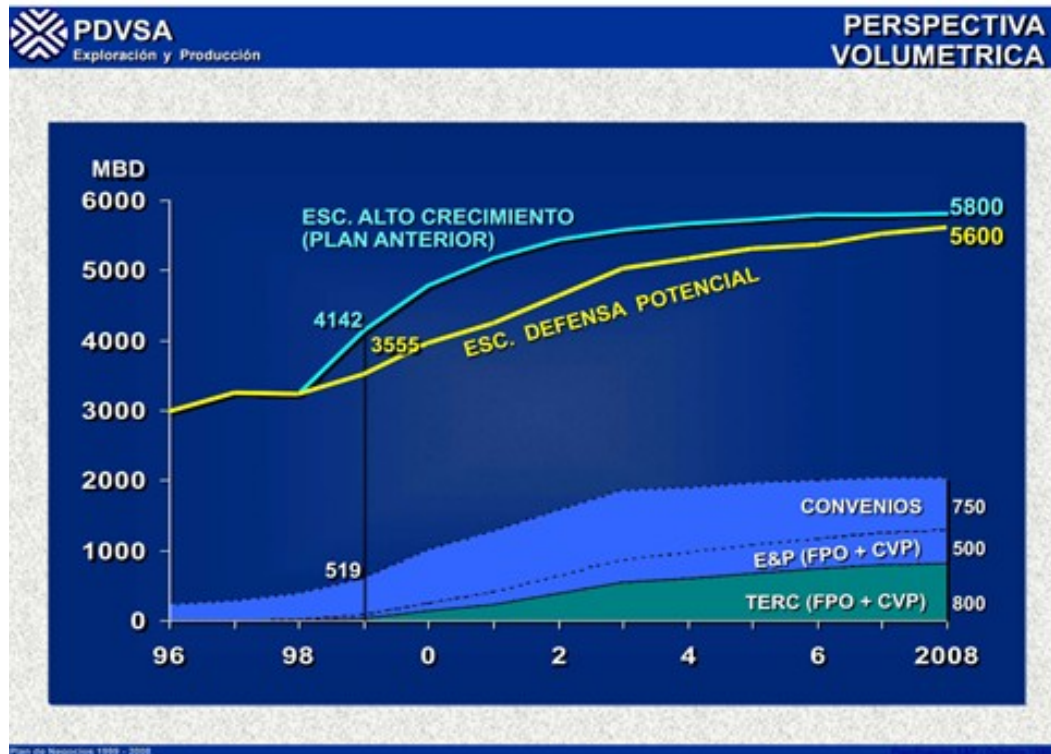
xliii

La tentación de convertir esos "recursos recuperables no descubiertos" en "reservas probadas" ha acompañado a la gerencia de petrolera venezolana desde sus inicios consulares en 1976. El tantas veces referido "megadisparate" de la PDVSA de 1983 se fundaba en ese sueño. En 1989 el Ministro de energía y Minas declaraba:

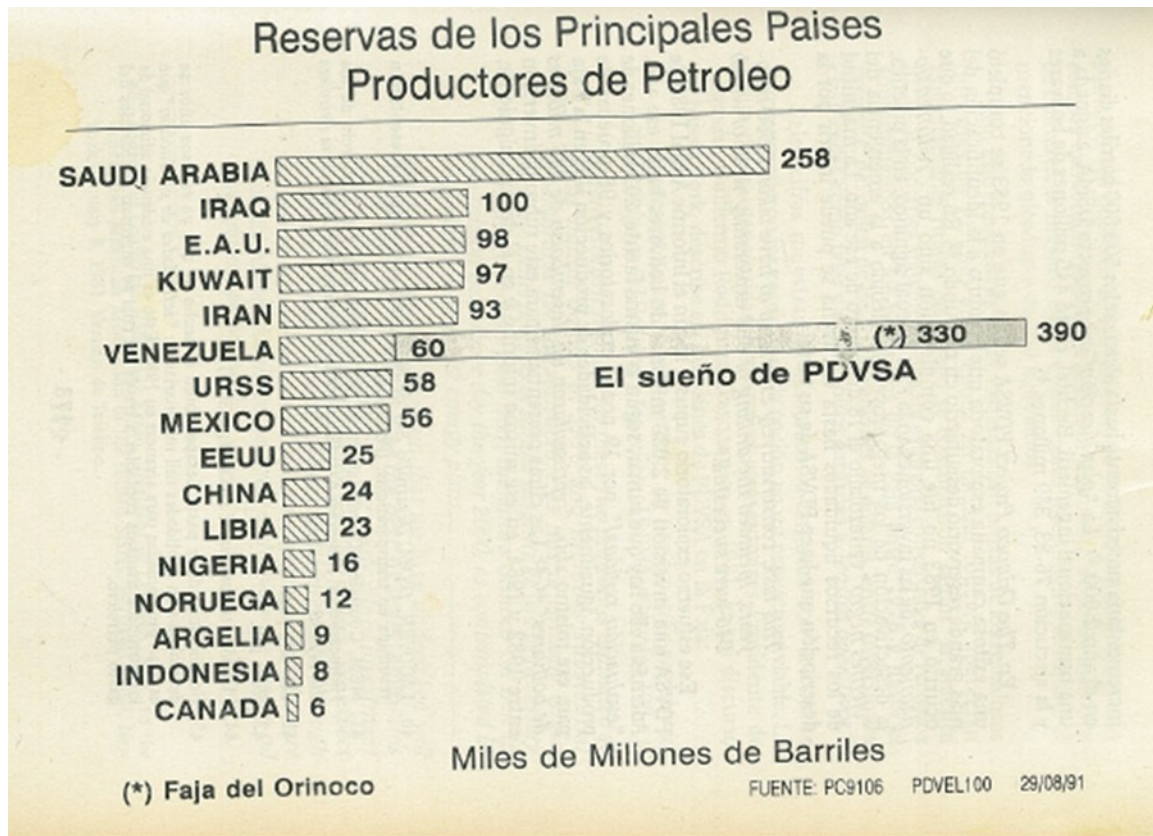
Venezuela tiene garantizados no menos de 100 años de actividad petrolera... Si se toman en cuenta las reservas potenciales de petróleo que Venezuela posee, es evidente que la garantía de continuidad como país petrolero puede superar los 400 años...^{xliiv} La ya referida "política volumétrica" de los años 90 también tenía ese sustento:

1

2



En 1991 los planificadores de “la apertura” lo reflejaban en la siguiente gráfica facsimilar.



Después del fracaso de esos proyectos entre 1983 y 1999, y un paréntesis de compromiso con la política de defensa de los precios de la OPEP, en 2006 se volvió a las andadas volumétricas, dándose inicio al plan “Magna Reserva” para “certificar” las “reservas probadas existentes”.

Uno de los presupuestos de ese plan era la escasa visión de las anteriores administraciones del Siglo XX, al estimar un “pírrico” factor de recuperación de 3%, el cual resultaba en unas reservas muy “modestas”, cercanas a los 30 mil millones de barriles.

Es importante señalar que el Petróleo Original en Sitio (POES) cuantificado en la Faja Petrolífera del Orinoco alcanza un volumen de 1.360 miles de millones de barriles (MMMBIs) de crudo de los cuales, el país sólo reporta 40 MMMBIs como reservas probadas lo cual representa, escasamente, 3%. El objetivo del Proyecto Magna Reserva, que lleva a cabo CVP, es lograr certificar al menos 20% del POES como reservas probadas, basado en la revisión integral de toda el área de la Faja Petrolífera del Orinoco y de la aplicación de tecnologías de punta que mejoren el factor de recobro. ^{xlvi}

De acuerdo con tal premisa, el “factor de recobro” es una meta que se puede establecer por voluntad soberana, con un ejercicio de estimación física, sin relación con su factibilidad económica.

Uno de los más destacados geólogos venezolanos, Aníbal R. Martínez, describe así la arbitrariedad “certificadora”:

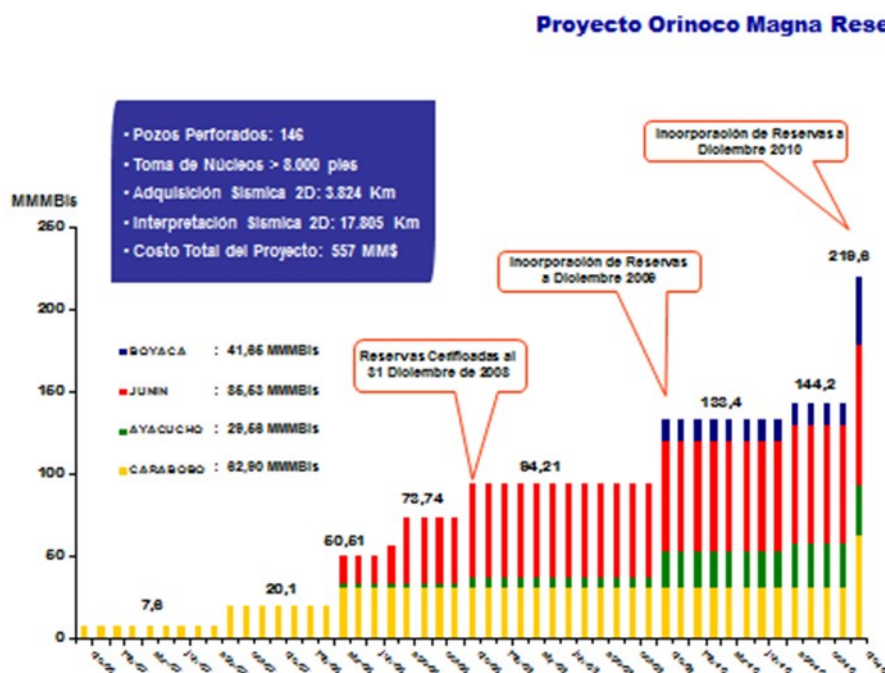
El apetito por La Faja desbordó cualquier expectativa. Los números indicativos de la posible cuantía del volumen de hidrocarburos en el subsuelo, pasaron a ser luego de una multiplicación acomodaticia, magnitud comprobada y prácticamente ganada de reservas o recursos, según la retórica entusiasta de los proponentes. Se llegó a cometer el delito técnico de medir esas cantidades no en su dimensión cuantitativa sino por períodos seculares -100 años, 2 siglos- de molicie y vida fácil asegurada. ^{xlvii}

Al inicio del plan se le pagó a una empresa especializada, Ryder Scott, para que “certificara” las reservas, al perforar algunos pozos estratigráficos; pozos bien sencillos y someros en el caso de la FPO.

Más del 90% de las reservas incorporadas entre 2006 y 2016 fueron de la Faja Petrolífera, mayormente por revisión y extensión, muy poco o casi nada por exploración propiamente dicha de nuevas provincias de condensados, medianos y livianos. Se reprocesó información sísmica 2D y 3D pero ello no se tradujo en éxito sustancial alguno en la adición notable de reservas frescas.

La propia PDVSA confiesa inadvertidamente cómo se gestó el fiasco de la certificación. Por la módica suma de 557 millones de dólares se perforaron 146 pozos para incorporar,

con los datos obtenidos superficialmente y vía revisión de escritorio, 219 mil millones de barriles a las “reservas probadas”. ¡El negocio del milenio!



Como ya se refirió, en esos cálculos, basados en las supuestas posibilidades técnicas de recuperación del petróleo en sitio, se minimiza el pequeño inconveniente de la rentabilidad del negocio. Costos, precios, tasa interna de retorno, valor presente neto, etc., son problemas que deberá resolver el sector público rentista, minimizando sus apetitos fiscales y dejando al eficiente sector privado optimizar su rentabilidad particular.

Pero es peor aun cuando se estiman “reservas” para una duración de siglos: Se pierde toda significación económica, tanto para la Nación como para las grandes corporaciones privadas, en cualquier escenario previsible sobre el papel de los hidrocarburos como fuente energética. El siguiente es un ejemplo de la utilización de un factor de recobro “soberanamente decidido” sobre el petróleo originalmente en sitio, en dos campos de la Faja Petrolífera del Orinoco: Zuata Principal y Cerro Negro:

A partir del *petróleo originalmente en sitio*, que se estima que existe en esos campos, 270.485 y 161.880 millones de barriles, se aplica el soberano “factor de recobro” de un 20%. Ello da como resultado “reservas probadas” de 45.097 y 32.376 millones de barriles, respectivamente, las cuales, a las tasas de producción vigentes entonces en cada uno de esos campos (240 mil y 175 mil barriles diarios), determinaban una duración de esas reservas de 618 y 507 años, también respectivamente. ^{xlviii}

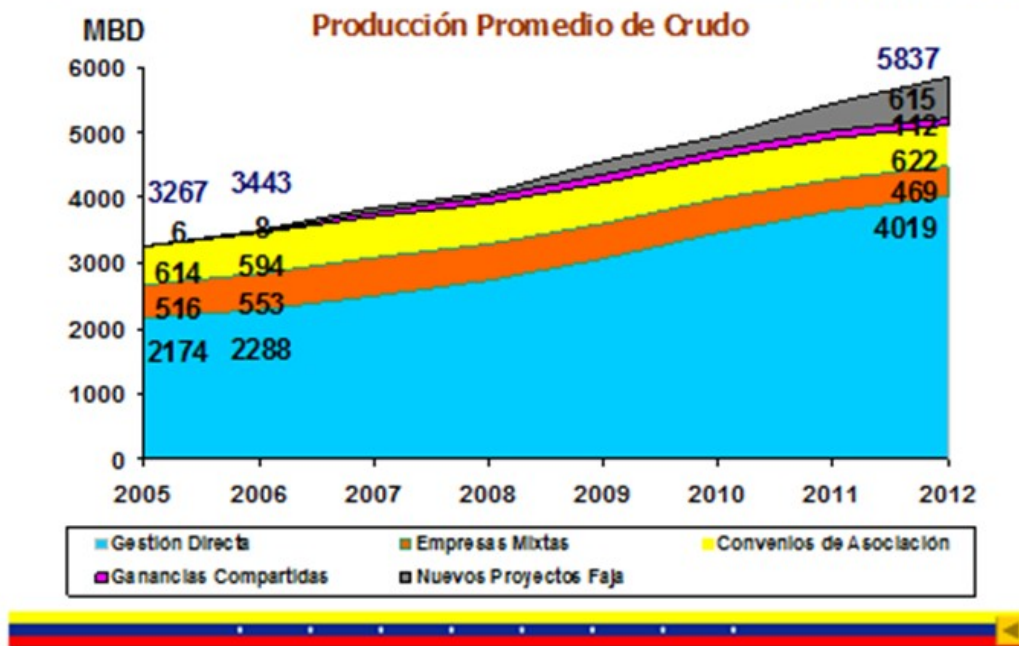
FACTOR DE RECOBRO: ¿PAQUETE CHILENO?

	Zuata Principal			Cerro Negro			
PETROLEO ORIGINALMENTE							
EN SITIO (Millones de Barriles)	270.485			161.880			
"Factor de Recobro" Estimado	20%			20%			
Reservas (Millones de Barriles)	54.097			32.376			
Producción (Miles Barriles Diarios)	240			175			
Relacion Res/Producción (Años)	618			507			
		Un año	50 Años	100 años	Un año	50 Años	100 años
Producción (Milones Bartiles)	ACTUAL	88	4.380	8.760	64	3.194	6.388
Agotamiento "Reservas probadas"		0,16%	8,10%	16,19%	0,20%	9,86%	19,73%
RECOBRO EFECTIVO DEL P.O.E.S.		0,03%	1,62%	3,24%	0,04%	1,97%	3,95%
Producción anual (Milones Barriles)	DUPLIC.	175	8.760	17.520	128	6.388	12.775
Agotamiento "Reservas probadas"		0,32%	16,19%	32,39%	0,39%	19,73%	39,46%
RECOBRO EFECTIVO DEL P.O.E.S.		0,06%	3,24%	6,48%	0,08%	3,95%	7,89%

xlix

Reservas para 618 años, las cuales, al doble de la tasa de producción registrada se agotarán en un 6,48% en 100 años y, desde luego, en un 20% al final de seis siglos. Ningún huevo resiste tantos años para ser contado como pollo. Lo cierto del caso es que sobre esas endeble bases se reiniciaron en 2005, como queda dicho, las nuevas metas expansivas:

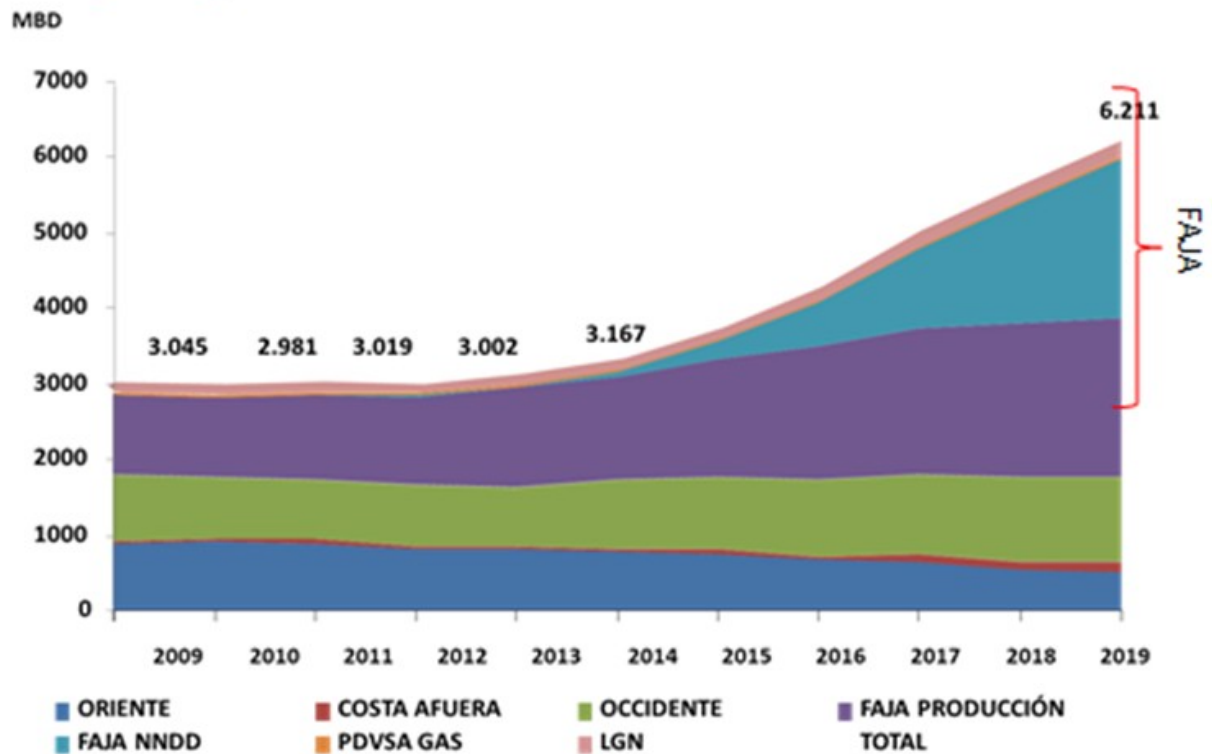
El Plan de Negocios 2005-2012, partiendo de la producción de 3,3 millones de barriles diarios en el año inicial, alcanzaría una producción de 5,8 millones en 2012,

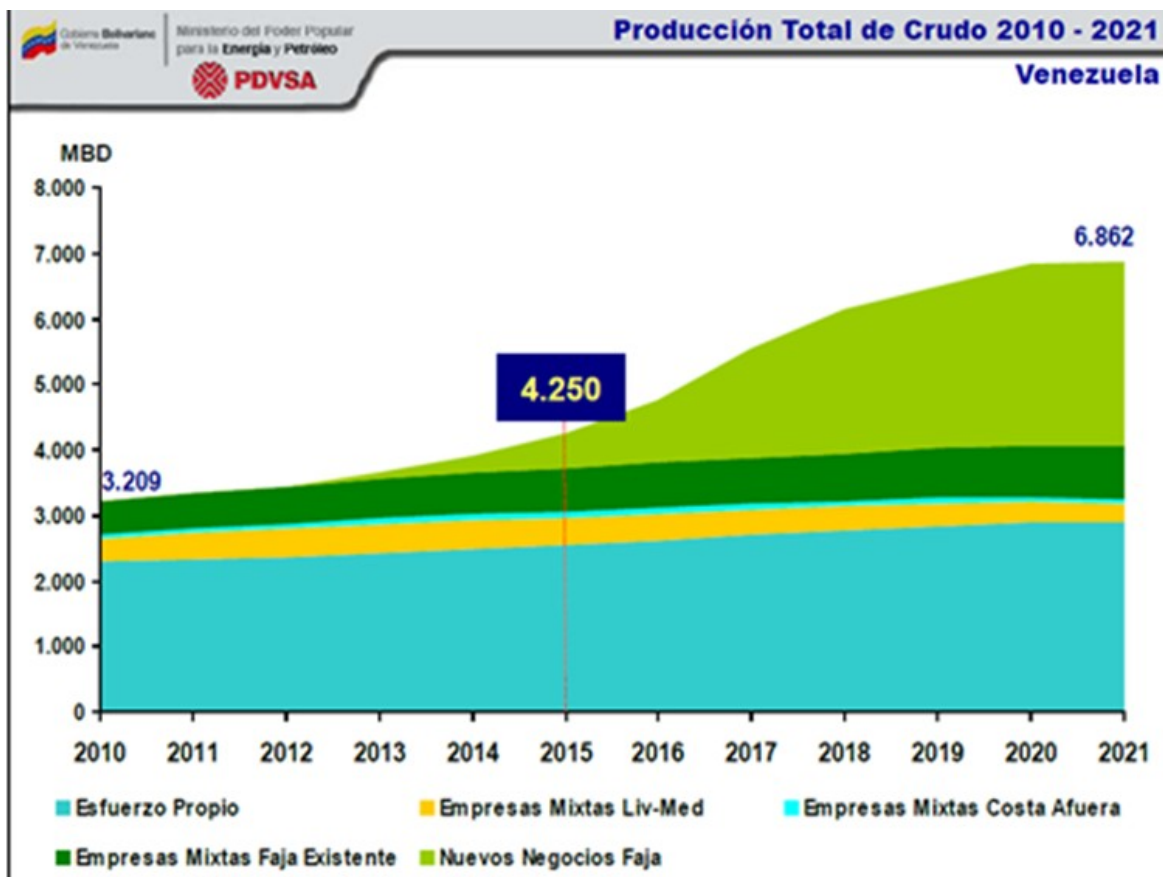


Contra lo previsto en este escenario, la producción en 2012 fue inferior a la del inicial, 2005.

Sin embargo, se siguió insistiendo, y en la nueva oportunidad, a partir de los 3,1 millones de barriles diarios producidos en 2012 se programó una nueva meta para 2018, más que duplicar ese nivel, hasta 6,82 millones de barriles diarios. Casi cuatro de esos millones diarios provendrían de la Faja del Orinoco.

PDVSA:
Histórico y Plan de Producción de Crudos, Condensados
y LGN para el Final de año 2009 – 2019 Nivel País





Es ineludible destacar la irrealidad originaria de estos planes, desde 1978 hasta hoy. Uno de los últimos de ellos, de 2014, es paradigmático en este sentido. Considérese nada más el exabrupto de las cifras de inversiones que sustentan un crecimiento anual de la producción, también mítico, de 628 mil barriles diarios cada año entre 2015 y 2019:

00000000000000000000000000000000

Desembolsos por Inversiones 2015 – 2019							
Real 2014	Desembolsos por inversiones	2015	2016	2017	2018	2019	Total 2014-2019
13.385	Exploración y producción	22.041	51.124	53.248	53.712	40.847	234.357
4.349	Gas	2.350	4.299	3.129	2.228	1.866	18.221
1.297	Refinación	3.466	8.131	5.990	5.489	5.499	29.872
523	Comercio y suministro	648	1.100	1.213	2.212	2.171	7.867
4.864	Otras organizaciones	2.473	2.000	1.745	569	348	11.999
24.418	Total	30.978	66.654	65.325	64.210	50.731	302.316
6,5%	% PIB	8,7%	18,7%	18,3%	17,9%	14,2%	

li

Como se observa, este proyecto implicaba un desembolso promedio de 56 mil millones de dólares anuales, la sexta parte del PIB nacional de entonces.

La comparación entre la realidad vivida desde entonces y las metas planteadas por esta planificación ilusoria constituye una auténtica tragedia nacional, irrecuperable en un plazo previsible, porque los daños permanentes que el desarrollo de esos planes ocasionaron a nuestra Nación y a su futuro son incuantificables.

La desmesura de una inversión para cual no se contaban con recursos disponibles, ni capacidad para sostener endeudamientos de semejantes magnitudes, es compatible con la inviabilidad de la meta de duplicar la producción y agregar 3 millones de barriles diarios en 5 años a un mercado casi estancado, donde la tasa de crecimiento de la demanda global a duras penas pasaba de 1 millón de bd anuales.

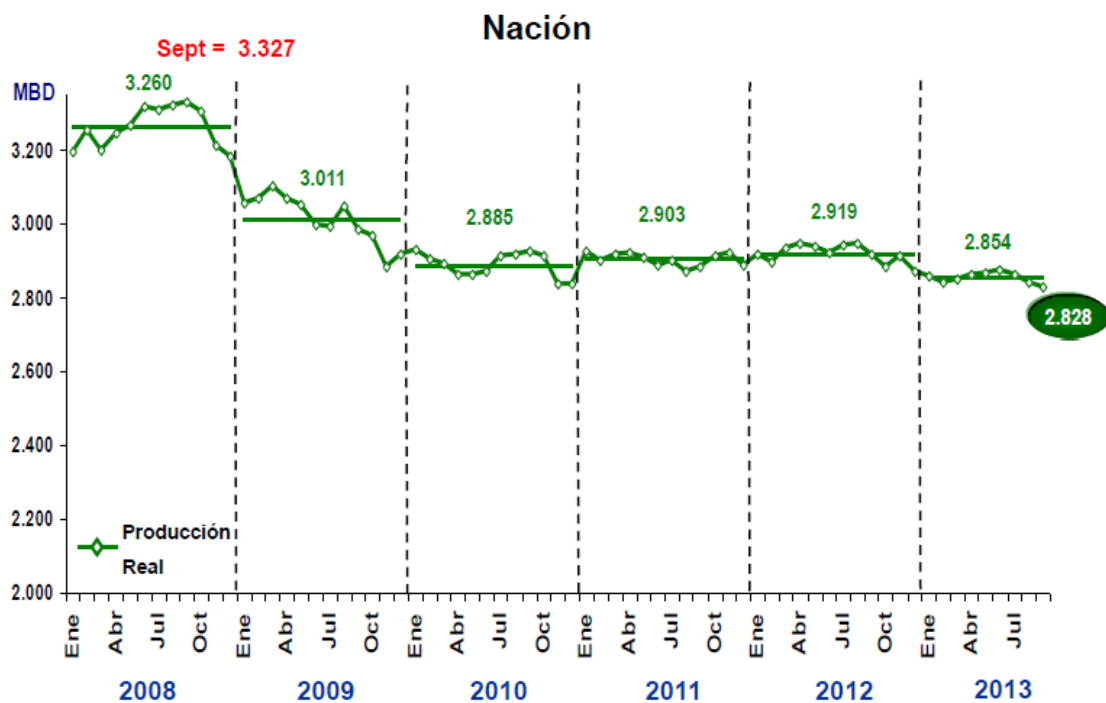
En efecto, y tal como se muestra en la siguiente tabla, para el período 2013-2019 se estimaba un crecimiento de esa demanda en 7,5 millones de barriles diarios. En ese mismo lapso y según esa versión del reiterado proyecto, PDVSA, por sí sola, planeaba la captura del 40% de ese crecimiento mundial, 3 millones de bd.

	Demanda Mundo	Producción Mundo	Producción PDVSA ^{1/}	Participación Producción Venezuela en Producción Mundial
	(miles b/d)	(miles b/d)	(miles b/d)	(%)
2013	91.400	91.500	3.034	3,3%
2014	92.800	92.700	3.399	3,7%
2015	94.200	94.200	3.808	4,0%
2016	95.500	95.600	4.267	4,5%
2017	96.800	96.800	4.780	4,9%
2018	98.000	98.000	5.355	5,5%
2019	99.100	99.000	6.000	6,1%
Crecimiento acumulado 2013 / 2019 (%)	8,4%	8,2%	97,8%	
Crecimiento acumulado 2013 / 2019 (barriles)	7.700	7.500	2.966	39,5%

1/ El Plan de Inversiones estima alcanzar un nivel de producción de 6.000 miles bpd en el año 2019. La producción de los años 2014-2018 se estimó con base en una tasa de crecimiento constante interanual de 12,0%.

Fuente: Informe de Gestión Anual PDVSA, 2013; *Oil Medium-Term Market Report 2014* International Energy Agency; cálculos propios.

El carácter propagandístico de estas metas se corrobora al constatar las circunstancias críticas que se registran en los informes internos de la propia PDVSA de ese mismo año 2013, donde se detallan las complicaciones operativas y de gestión que se producían desde 2008 y que tenían como resultado una constante disminución de los niveles de producción: desde los 3.327.000 barriles diarios registrados en septiembre de 2008, hasta los 2.828.000 de septiembre de 2013.

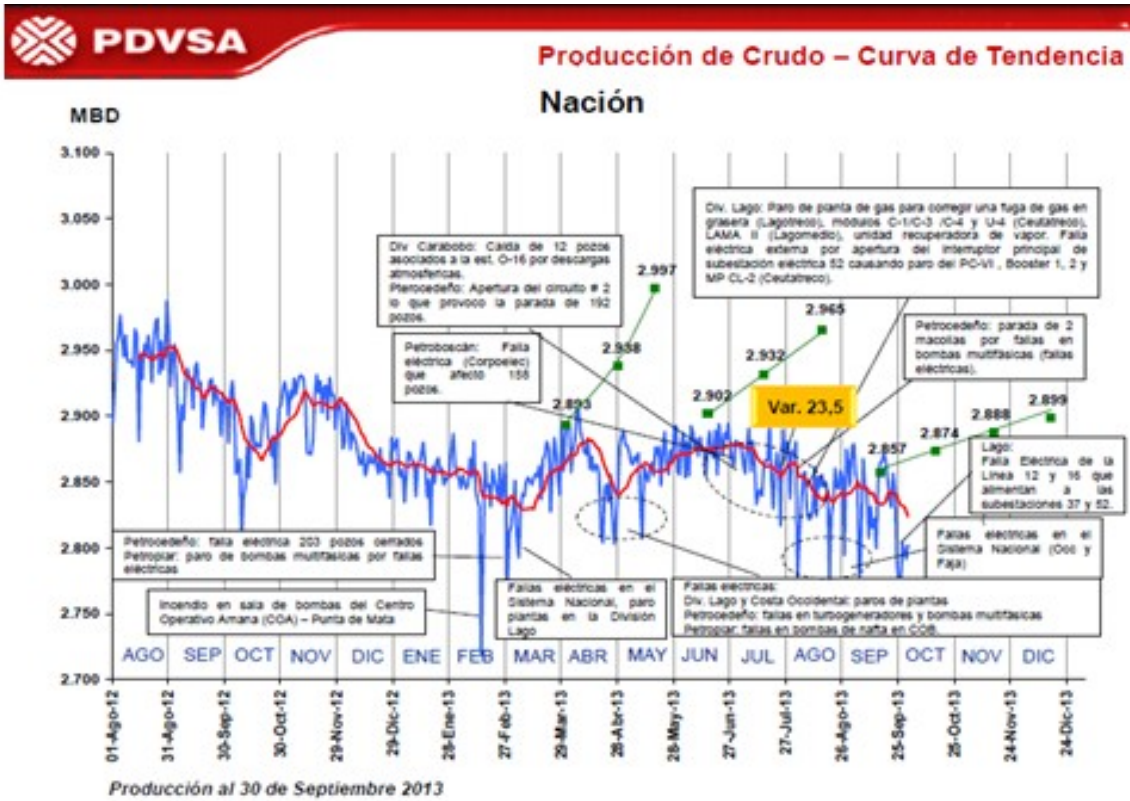


Producción al 30 de Septiembre 2013

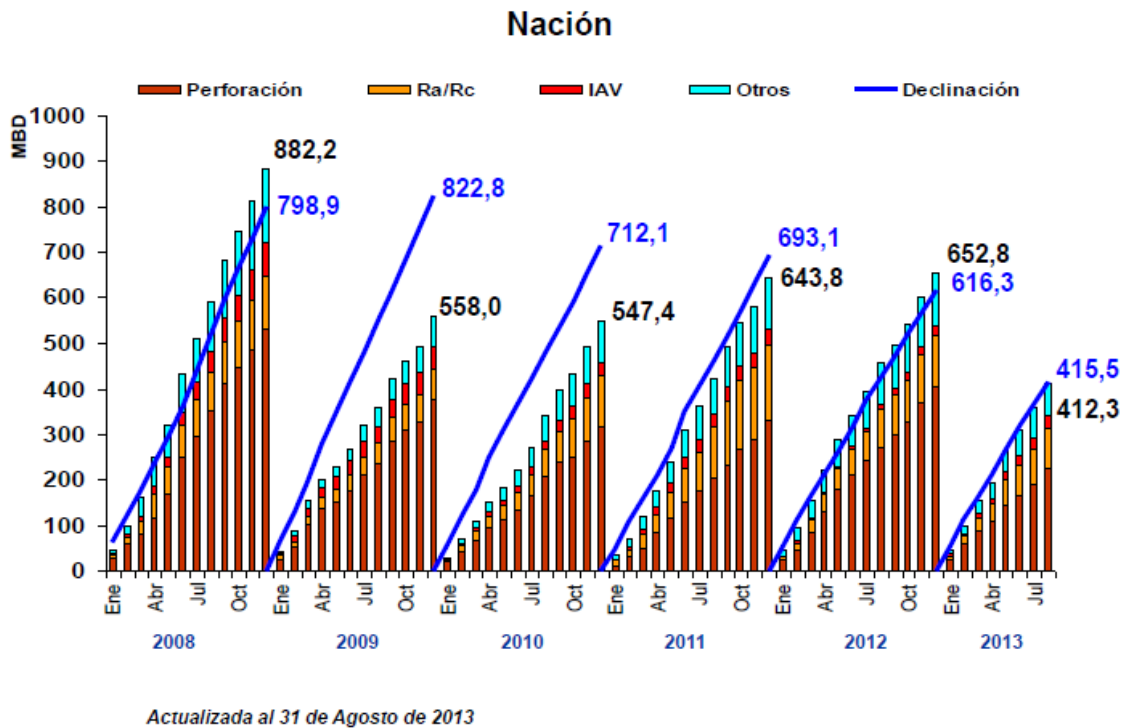
Prod. Fiscalizada 2008-2009

Prod. Operada 2010-2013

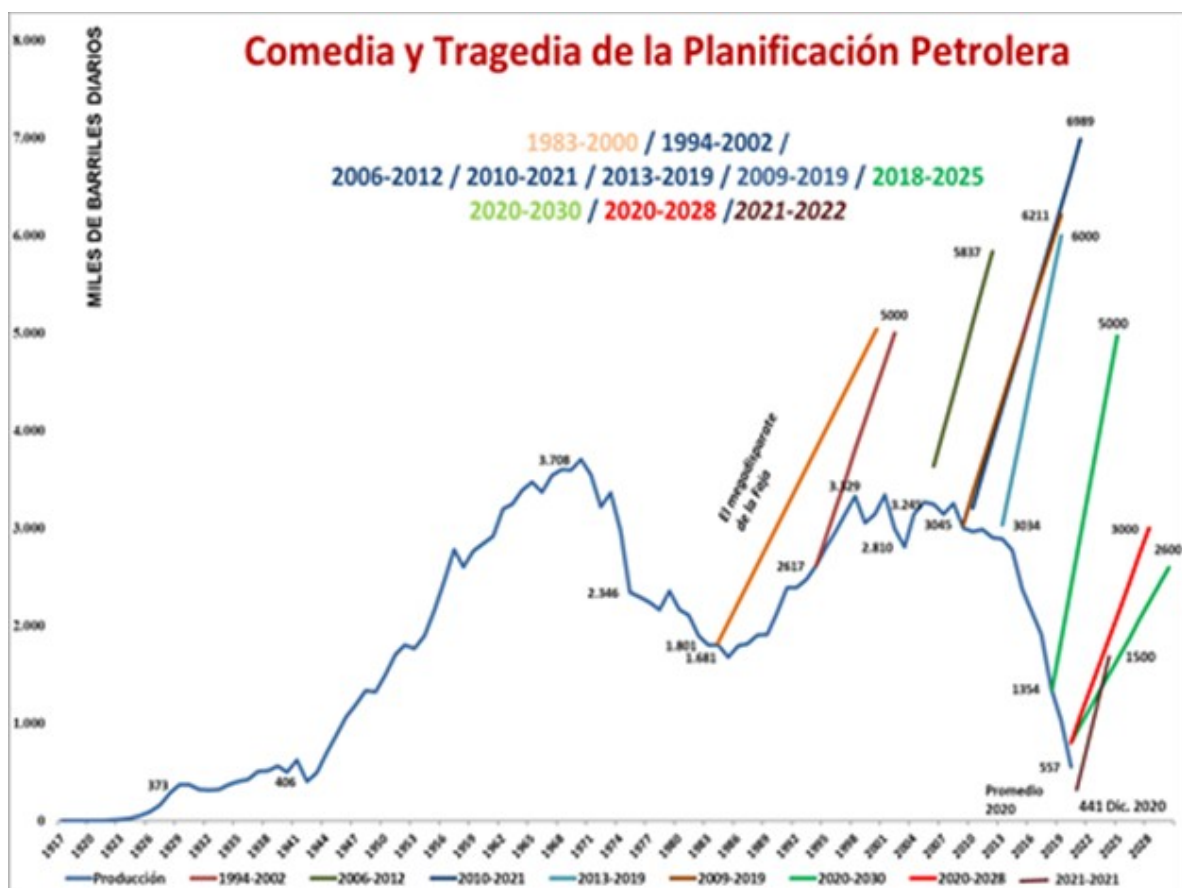
En el referido documento se trata de explicar esa disminución de la producción a nivel nacional, enumerando un conjunto de fallas operativas, incendios y paradas, por ejemplo entre 2012 y 2013:



Pero, contradictoriamente, también registra la tendencia estructural a la declinación de la capacidad potencial de producción de los yacimientos, cuyo agotamiento después de décadas de explotación no es compensada completamente por las menguantes actividades de recuperación secundaria:



Esta es exactamente la constatación del tantas veces mencionado abandono de los campos convencionales, que se acelera a ojos vista a partir de esos años, mientras que se continúa sosteniendo el sueño mítico con la factibilidad de desarrollo de la mayor acumulación de petróleo extrapesado sobre el planeta Tierra.



PDVSA: Metas, Incrementos y velocidades de la "Planificación" (Miles de Barriles Diarios)

Planes	Producción		Incremento	
	Inicial	Meta	Total	Promedio
1983-2000 (1)	1.681	5.000	3.199	188
1994-2002 (2)	2.617	5.000	2.383	298
2005-2012 (3)	3.267	5.837	2.570	366
2009-2019 (3)	3.004	6.000	2.996	300
2010-2015 (3)	2.915	4.460	4.074	815
2010-2021 (3)	2.915	6.989	4.021	366
2012-2018 (3)	3.131	6.000	2.869	478
2013-2019 (3)	2.894	6.000	3.106	518
2019-2025 (4)	1.354	5.000	3.646	608
2020-2030 (5) *	557	2.600	2.043	204
2020-2028 (6) *	557	3.000	2.443	305
2021-2022 (7) **	441	1.500	1.059	1.059

(1) "El Megadisparate" 83, (2) "Apertura" Giusti, (3) Planes de Negocios
 (4) Agenda Bolivariana de Inversiones (Oct. 2018)

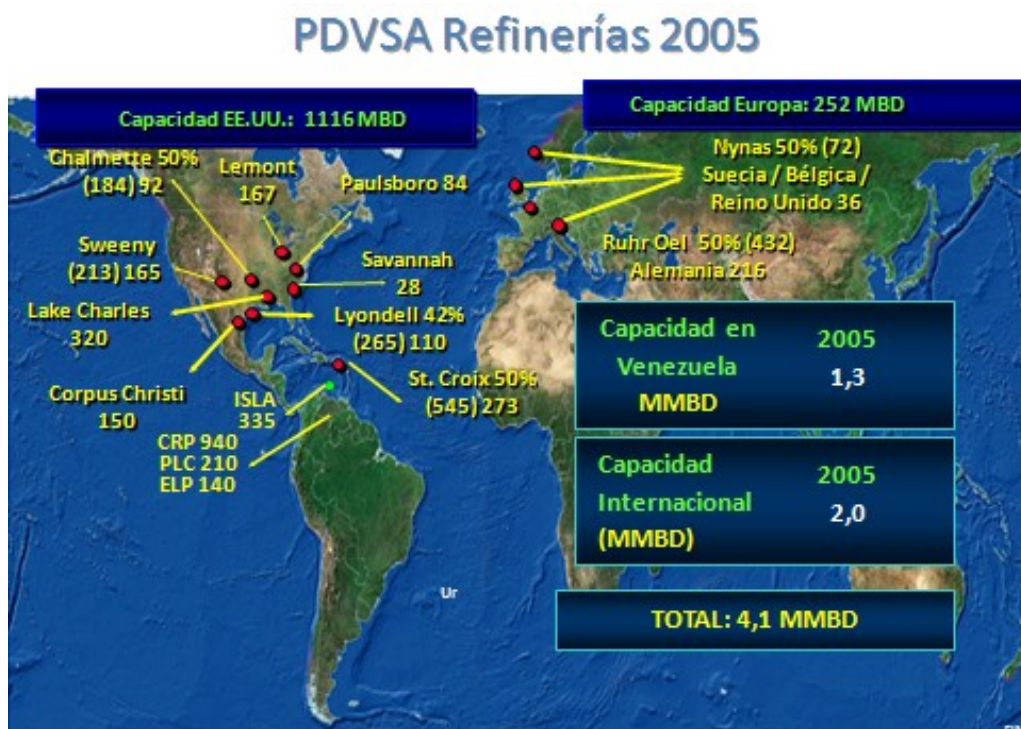
¿Cuánto del desembolso planificado se “ejecutó” para obtener este resultado catastrófico?
 ¿En qué cuentas de cuáles corporaciones e individualidades se encuentran hoy esos despilfarrados recursos públicos? Más allá de esas interrogantes financieras y criminalísticas, se trata de afectaciones perdurables del patrimonio nacional que han determinado el rumbo crítico en el que hoy estamos inmersos.

Ahora bien, en esta historia de desmesura, ignorancia y malas intenciones, tienen un papel protagónico los planes de adquisición de refinerías chatarra en los mercados de consumo con la excusa de garantizar el mercado a la creciente producción petrolera nacional proyectada.

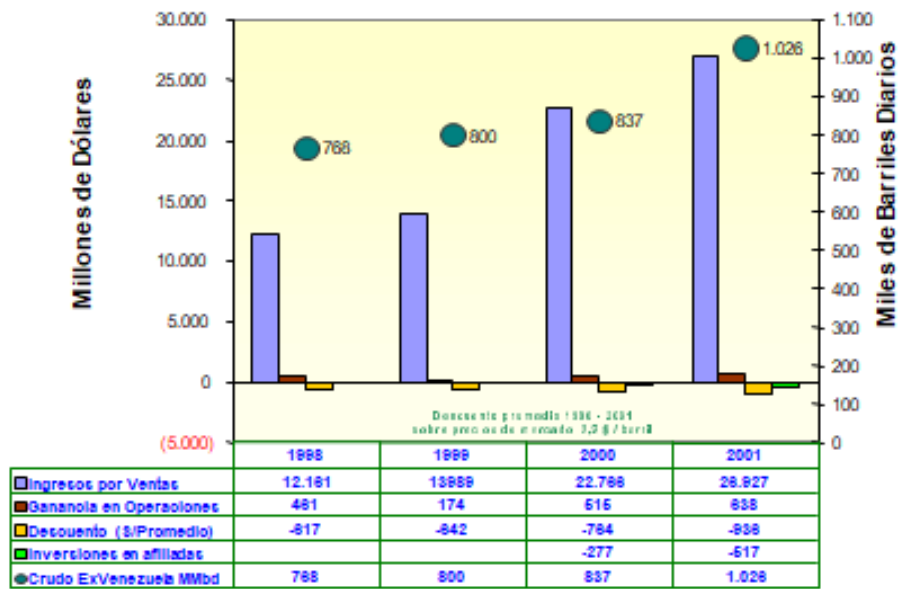
La irracionalidad es compartida por los ruinosamente ejecutados entre 1983 y 1999, como por los proyectados a partir de 2005. Veamos:

Con el nombre de “*Internacionalización*”, ese programa, que se inició justamente en 1983, con la adquisición del 50% de una refinería en Alemania, llegó a sumar un total de 17 instalaciones alrededor del mundo y hoy tiene, como residuo pírrico después de casi cuatro décadas de desangramiento, a las 5 que conforman Citgo.

Sobre el mismo, aquí sólo cabe una muestra gráfica de propuestas y resultados, remitiendo a las presentaciones y análisis que se han realizado en otros textos sobre el tema. ^{liii liv}



PDVSA Negocios Internacionales 1998-2001



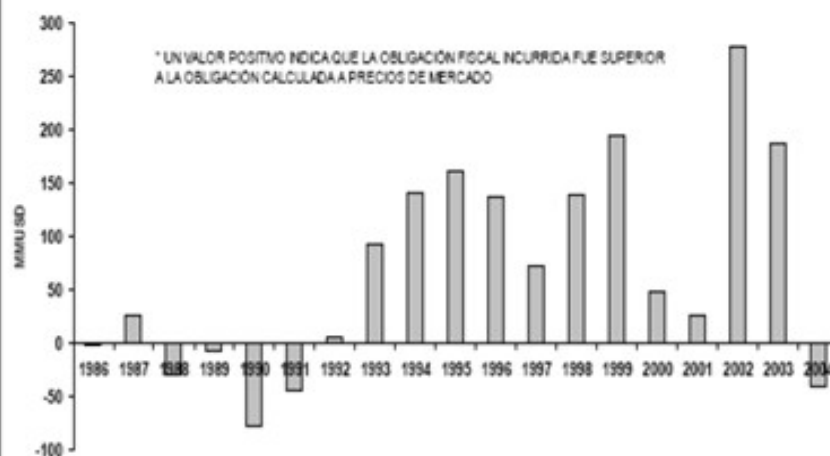
Costos de adquisición de crudo y productos no venezolanos como porcentaje de los costos totales consolidados (1982-2016)

(%)

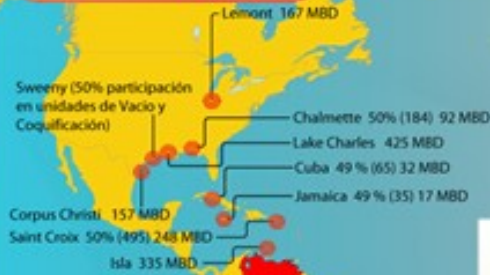


Fuente: Estados Financieros Consolidados PDVSA y cálculos propios BCV

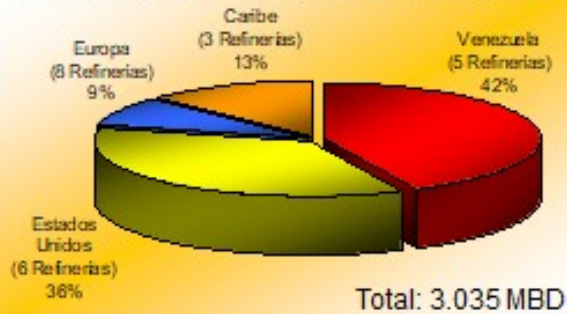
GRÁFICO G43: OBLIGACIONES FISCALES ARTIFICIALES* POR CONCEPTO DE IMPUESTO FEDERAL SOBRE LA RENTA INCURRIDAS EN ESTADOS UNIDOS POR FILIALES DE PDVSA A RAÍZ DE SUS PRECIOS DE TRANSFERENCIA, 1986-2004



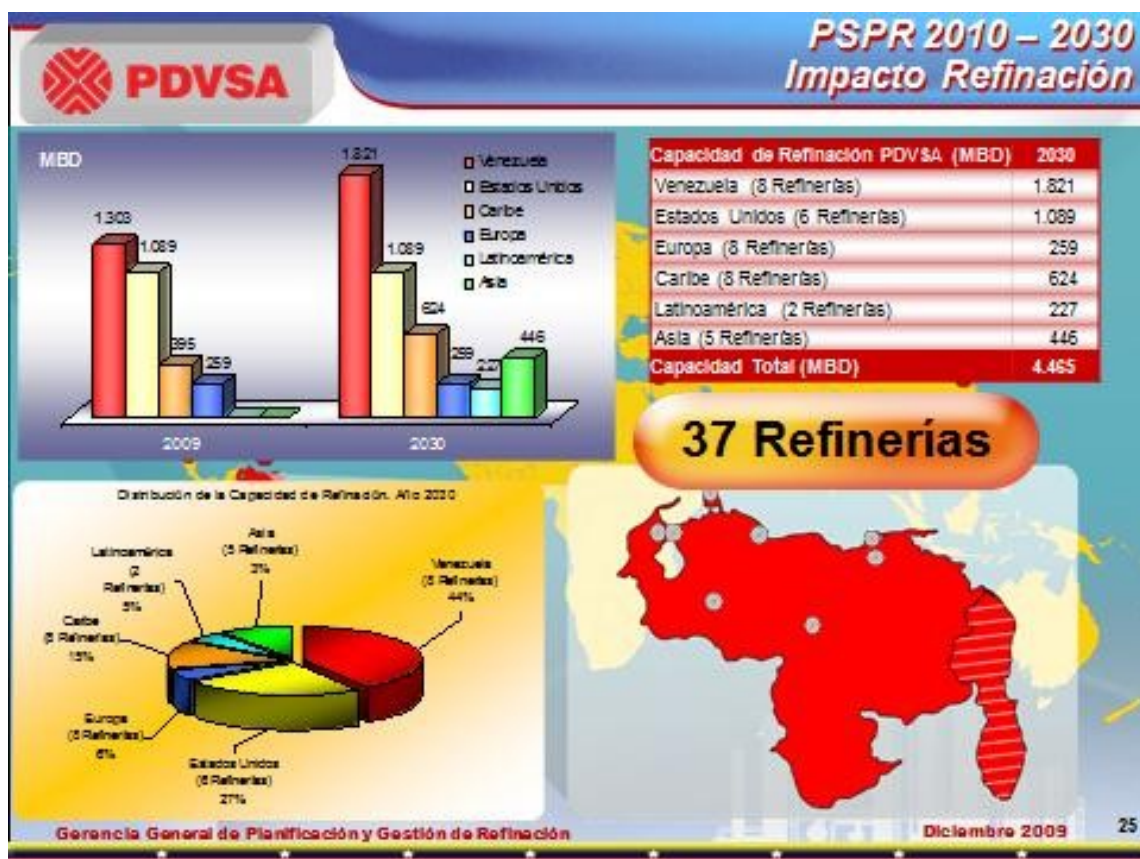
FUENTES: Chalmette Refining, CITGO, PDVSA, Refinería Isla

22 Refinerías


Capacidad de Refinación PDVSA (MBD)	2009
Venezuela (5 Refinerías)	1.303
Estados Unidos (6 Refinerías)	1.089
Europa (8 Refinerías)	259
Caribe (3 Refinerías)	384
Capacidad Total (MBD)	3.035

Distribución de la Capacidad de Refinación Actual (%)


PDVSA - ESTADOS DE RESULTADOS SECTOR INTERNACIONAL Expresados en Millones de Dólares estadounidenses					
	2012	2013	2014	2015	2016
Operaciones Continuas					
INGRESOS					
Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros	54,681	53,801	45,693	28,209	23,017
Ingresos Financieros		595	12	-268	34
	54,681	54,396	45,705	27,941	23,051
COSTOS Y GASTOS					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	50,500	48,866	42,236	24,214	19,692
Gastos de operación	2,654	3,336	2,725	2,318	2,388
Gastos de exploración	188	36			
Depreciación y Amortización	636	657	620	644	668
Gastos de ventas, administración y generales	499	579			
Regalías, impuestos de extracción y otros impuestos	-	-			
Gastos financieros	200	221	181	443	405
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	-7	49			
Otros egresos Neto	608	-14	-369	19	-387
TOTAL COSTOS Y GASTOS	59,278	53,739	45,393	27,638	22,766
GANANCIA ANTES DE APORTES Y CONTRIBUCIONES PARA EL DESARROLLO SOCIAL E IMPUESTO S. L. R.	-597	666	312	303	285
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	66	17	45	53	15
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO S. L. R.	-663	649	267	250	270
IMPUESTO SOBRE LA RENTA:					
Gasto de impuesto corriente	393	739	464	633	4
(Beneficio) gasto de impuesto diferido	26	55	-43	-170	121
	419	794	421	463	125
GANANCIA NETA OPERACIONES CONTINUAS			-154	-213	145
Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de Impuesto			-607	334	-400
GANANCIA (PÉRDIDA) NETA	-1082	-145	-761	121	-255
OTROS RESULTADOS INTEGRALES					
Resultados actuariales por beneficios a empleados netas de impuesto	26	169		-57	-20
Diferencias en conversión de operaciones	22				
TOTAL OTROS RESULTADOS INTEGRALES	48	169	0	-57	-20
TOTAL GANANCIA (PÉRDIDA) INTEGRAL	-1034	24	-761	64	-275
FUENTE: PDVSA, INFORMES DE GESTIÓN ANUAL 2012-2016					



Esta última gracia de la planificación petrolera venezolana, nos muestra la magnitud de los activos varados que tendríamos hoy de haberse llevado a cabo semejantes inversiones.

Pero eso sería un ejercicio inútil, porque tales proyectos, productos de una mezcla que ignorancia con designios propagandísticos, jamás fueron factibles: ya para entonces, 2010, se acentuaba la disminución de los excedentes disponibles para la rebatiña.

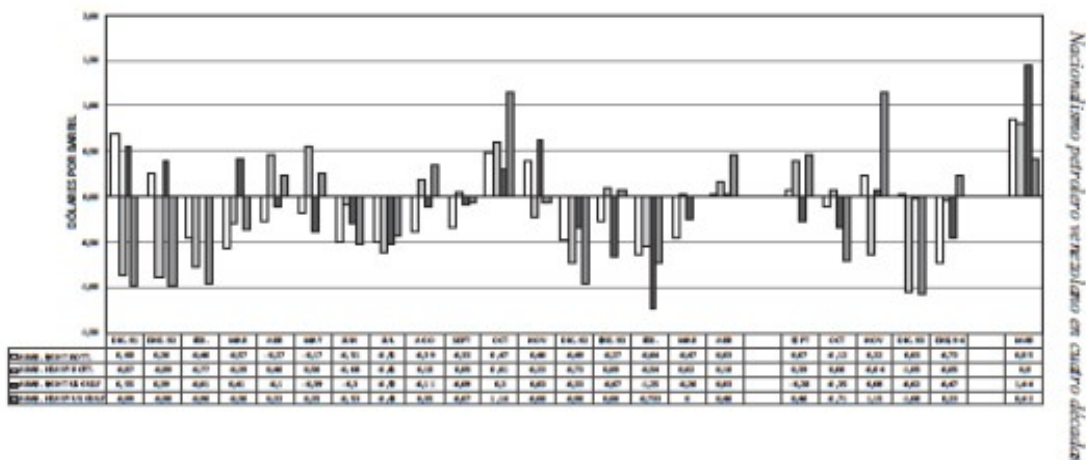
En este aspecto, los planificadores de negocios petroleros venezolanos ha sido consecuentes, veamos:

En los años 80-90 del siglo pasado, el fundamento de la adquisición de las primeras 17 refinerías fue, simplemente, que las estaban vendiendo, algunas de ellas por urgencias financieras de sus propietarios, como fue el caso de la que fuera originalmente propiedad de Cities Services (Citgo), luego de Occidental y cuyo último propietario, Southland Corporation, estaba en quiebra. Sin especificar esto último Wikipedia refresca mis viejas fuentes:

La marca CITGO fue creada en 1965 por Cities Service Company. Occidental Petroleum Corporation compró Cities Service en 1982, y CITGO fue incorporada como una subsidiaria de refinación, comercialización y transporte en la primavera de 1983. Fue comprada posteriormente por la Corporación Southland quien vendió el 50% al Estado venezolano en 1986 y el otro 50% en el año 1990.^{lvii}

Y ¿cuál era la razón de esos problemas? Pues simplemente, que durante esos años el margen del refinador era negativo. Tener un negocio refinador no integrado, vale decir, ser refinadores de otros productores, no era rentable.

Así lo confirmé personalmente entonces, en una investigación realizada en base a la publicación mensual en OPEC Bulletin^{lviii} del “refiners margin”, en la costa del Golfo de México y en Rotterdam, para los crudos Arabian Light y Arabian Heavy. Este fue el resultado gráfico de las cifras recogidas en las ediciones –no continuas- disponibles entonces:



Fuente: OPEC Bulletin, Enero-Junio 1982, Octubre-Diciembre 1983, Enero, Febrero, Abril 1984.

Gráfico 24. Margen del refinador para crudos Arabian Light y Arabian Heavy en Rotterdam y el Golfo de México (EE.UU.).

Puede observarse a simple vista la incidencia absolutamente mayoritaria de los márgenes negativos. Una razón de peso para colocar en el mercado instalaciones que no remuneraban la inversión realizada en ellas.

Por el contrario, nuestros aperturistas vieron en ello la oportunidad de hurtar tajadas de la garra fiscal, “lo que el gobierno se coge”, y apostar a los planes expansivos de la producción, que tendrían mercado garantizado con esas refinerías.

La evaluación de algunos analistas internacionales fue contundente:

PDV was unique among oil companies, stateowned or private, in launching an aggressive expansion programme in the face of a falling oil price. And it did so

when Venezuela was reeling under the social cost of the government's austerity measures and hurtling towards a crisis ^{lix}

Pero los designios de la meritocracia empresarial fueron inapelables.

Un caso típico de ese comportamiento gerencial, que me parece pertinente traer a colación en esta coyuntura, fue la ya comentada adquisición del 100% de Citgo y la posición negativa de la gerencia de PDVSA frente a la orden presidencial de abandonar esa posición comprometedora.

En efecto, el Presidente Carlos Andrés Pérez consideraba entonces -1992- que esa posición de empresa cien por ciento extranjera era vulnerable y propicia para hacerla objeto de medidas proteccionistas por parte de las autoridades norteamericanas. Pero otros eran los designios inapelables de los internacionalizadores de PDVSA.

Al respecto, reproduzco la síntesis de estas incidencias que hace la analista de Petroleum Economist citada anteriormente, quien las resume con la siguiente sentencia:

Die-hard proponents of internalisation believe they can delay Perez's orders until he leaves office in Little more than a year's time

Y mi comentario de entonces, en la cita al pie de página, fue:

¡Y así sucedió! Pérez hubo de concluir involuntaria y anticipadamente su mandato y, hoy, Citgo sigue siendo una filial 100% propiedad de PDVSA. ^{lx}

Y hoy, 29 años después, se cumplen las advertencias de Pérez, tal como todos somos testigos. Citgo se encuentra hoy entrampada en juicios por ser el “alter ego” de la Nación venezolana y produciendo rendimientos mínimos o negativos, como los que se registran en los estados financieros del Sector Internacional de PDVSA disponibles hasta 2016, ya referido..

Saltando al 2010, en el citado plan de las 37 refinerías, “PDVSA PSPR 2010-2030”, el fundamento textual presentado no puede ser más explícito en cuanto a su sinrazón:

- Incremento de la demanda mundial de crudo, productos refinados y disminución en la demanda de residuales ▶
- No existen actualmente proyectos anunciados de construcción de nuevas refinerías, sólo proyectos de expansión
- Limitaciones para atender el crecimiento de la demanda de productos refinados con la infraestructura mundial existente ▶
- Calidad de combustibles mucho más exigente ▶
 - Las refinerías deben adecuarse
- El negocio de Refinación de PDVSA está desarrollando planes para alcanzar un rol muy importante, tomando como base sus fortalezas en:
 - Reservas significativas de crudos
 - Circuito de refinación bien establecido en Venezuela y el mundo

- ➔ Grandes retos para refinadores
- ➔ No se anuncian nuevas refinerías: hay que actuar ya!
- ➔ A corto plazo, se necesitan inversiones en el negocio de refinación

lxi

¿Se necesitan más comentarios?

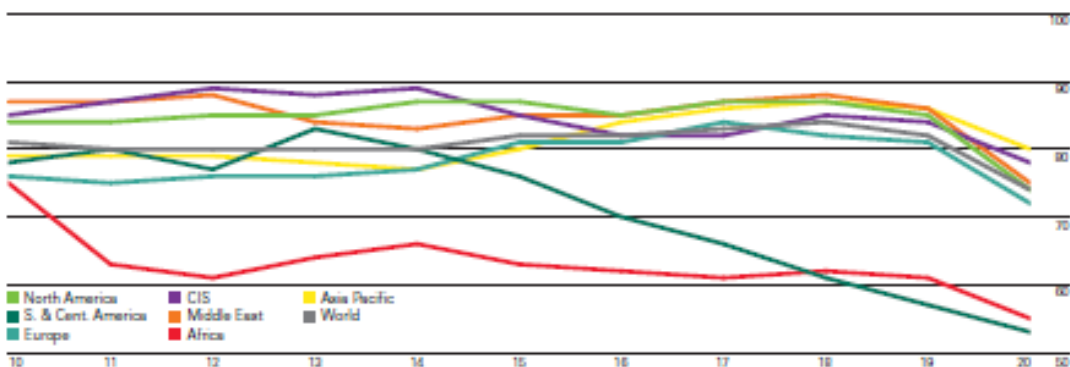
“No existen actualmente proyectos anunciados de construcción de nuevas refinerías” / “No se anuncian nuevas refinerías: hay que actuar ya”.

Las cortas miras de nuestros planificadores no les alcanzaron para investigar las razones de esa ausencia de proyectos, sólo consideraron que las inocentes grandes corporaciones petroleras se habían descuidado en el aprovechamiento de ese glorioso negocio que sólo ellos avizoraban.

Todos los demás supuestos de esta lámina en cuanto al crecimiento de la demanda de productos refinados y la insuficiencia de las capacidades instaladas en el mundo contradicen la realidad de ese año 2010 y de los diez que han pasado desde entonces, tal como lo registra la última edición del BP Statistical Review: en ese período el porcentaje de utilización de la capacidad de refinación mundial promedió un 80 por ciento.

Refinery utilization

Percentage (based on average annual capacity)



Global refinery throughput dropped by 7.4 million b/d (9.0%) in 2020 reflecting the weakness in demand for oil products. This is the largest fall in crude runs on record, surpassing the previous record -5.4% fall in 1981. Reduced runs were seen in all regions and were greatest in North America (-2.6 million b/d, -13.6%), and Europe (-1.5 million b/d, -11.8%). Refining capacity rose by just 0.2 million b/d, with additions in Asia being offset by closures in the US and Europe. As a result, global refinery utilization also fell dramatically by 8.0 percentage points to 74.1%, the largest annual decline on record. Utilization in South and Central America and Africa fell to new all-time lows of 53.3% and 54.0% respectively.

bxi

Pero no había que esperar a 2021 para confirmar esa tendencia: ya en 1980 se había alcanzado un máximo histórico de capacidad de refinación mundial y comenzaba su declinación: justo el momento escogido para iniciar la “internacionalización” venezolana:

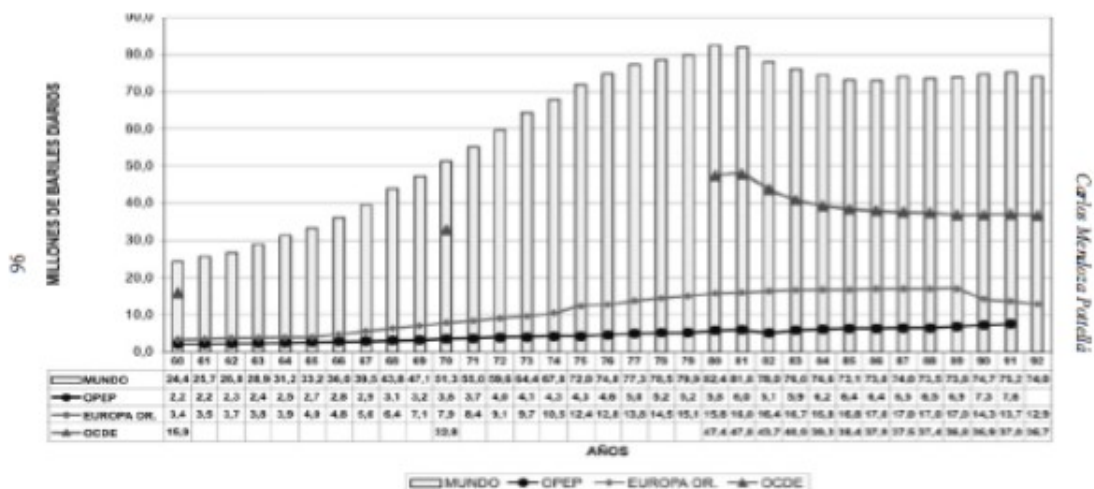


Gráfico 22. Capacidad de refinación mundial.

La capacidad de refinación mundial, que había ascendido aceleradamente a partir de 1960, cuando registró una cifra de 24,4 millones de barriles diarios, alcanzó la cima de 82,4 millones de bd en 1980, fecha a partir de la cual inicio una etapa de estancamiento y declinación, registrando en 1992 un nivel de 74 millones de bd.

Y esa fue una declinación de larga data y todavía en curso en los años 90, al haber concluido, desde principios de los 70, el ciclo de crecimiento exponencial de la demanda petrolera iniciado en la segunda postguerra, tal como ya se refirió aquí.

Pues bien, reitero, hoy nos encontramos con el país acorralado por las sanciones norteamericanas y una industria hundida previamente por la pésima gerencia, tal como lo evidencia la desmañada formulación de sus planes y proyectos, y es físicamente palpable en el desmoronamiento de las refinerías nacionales, en la acelerada declinación y clausura de los campos convencionales por el señalado abandono de las labores de mantenimiento y recuperación secundaria. Todo ello acentuado por los efectos devastadores de la corrupción generalizada y la pérdida de capital humano.

En esas condiciones y como ya se ha señalado, las perspectivas del mercado petrolero internacional no pueden ser peores:

La emergencia en 2020 de la pandemia COVID 19 sólo ha hecho más evidente el carácter antropogénico del cambio climático que ya se ha producido y las consecuencias catastróficas que sobrevendrán, de no cambiar el rumbo.

La urgencia de disminuir la emisión de los gases generados por la combustión de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos que acentúan el efecto invernadero natural, acelera la transición hacia fuentes más “limpias” y ya hoy está convirtiendo en “activos varados” a las instalaciones de producción y procesamiento de los petróleos más pesados y menos competitivos.

Justamente, y volviendo al tema de partida, es pertinente reiterar aquí que los 240 mil millones de barriles de *recursos técnicamente recuperables* depositados en la Faja del Orinoco, los cuales requieren precios por encima de los 80 dólares el barril para poder ser desarrollados con un mínimo nivel de factibilidad económica y un largo plazo de recuperación de la inversión que desborda cualquier tasa interna de retorno, fueron convertidos en “*reservas probadas*” por la fraudulenta certificación descrita anteriormente, pero ello no los libraré de su condena a yacer inmóviles durante los próximos siglos:

Las reservas petroleras reales, estimadas de acuerdo a métodos de aceptación general, como los del US Geological Survey o la Sociedad de Ingenieros Petroleros de ese mismo país,^{lxiv} se acercan precisamente a la cifra que se genera en el siguiente cuadro, elaborado a partir de las propias estadísticas de PDVSA: los 60.000 millones de barriles que resultan de descontar los 242.071 millones de barriles de las “revisiones”, mecanismo picaresco de “lápices afilados”, tal como lo etiquetara Pérez Alfonzo.

	Resultados de la						
	Exploración				Reservas		Relación
	Descubrimientos	Extensiones	Revisiones	Producción	Probadas	Desarrolladas	R/T
1999	140	98	1.622	1.117	76.852		69
2000	71	217	1.696	1.151	77.685		67
2001	112	440	766	1.220	77.783		64
2002	2	0	462	1.093	77.154		71
2003	274	218	520	1.026	77.140		75
2004	319	145	4.129	1.151	80.582		70
2005	144	35	444	1.193	80.012		67
2006	82	31	8.383	1.184	87.324		74
2007	494	20	12.686	1.147	99.377		87
2008	8	116	74.013	1.191	172.323		145
2009	22	0	39.925	1.097	211.173	15.054	193
2010	200	0	86.211	1.083	296.501	14.248	274
2011	27	35	2.097	1.089	297.571	13.652	273
2012	123	0	1.105	1.064	297.753	12.975	280
2013	162	0	1.512	1.056	298.353	12.960	283
2014	201	0	2.414	1.015	299.953	12.926	296
2015	62	0	1.864	1.001	300.878	12.931	301
2016	42	2	2.222	901	302.250	12.944	335
TOTALES	2.485	1.357	242.071	19.779			
	Reservas Probadas 1999 más Descubrimientos y extensiones y menos producción:						60.915
	Reservas Probadas 2016 menos Revisiones						60.179

lxv

Fuera de esa manipulación de propaganda y autoengaño, no existe ninguna certificación real, que haya permitido tal evolución de las reservas probadas. Su principal resultado ha sido la aceptación de esa cifra en las publicaciones internacionales, tales como el ya citado BP Statistical Review ^{lxvi}.

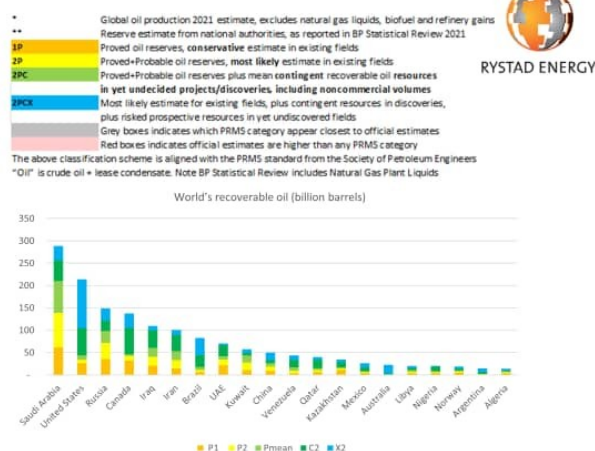
Pero según otras fuentes, en particular Rystad Energy, en su más reciente reporte, las reservas petroleras venezolanas reales, definidas como *“la estimación más probable para los campos existentes, más los recursos contingentes en los descubrimientos, más los recursos prospectivos a riesgo en campos aún por descubrir”* sólo alcanzan a los 44 mil millones de barriles.

Rystad Energy's global recoverable oil resources outlook, 2021 review

Billion barrels of oil

	1P	2P	2PC	2PCX	Added	rembld**	1P life	2P life	2PC life	BP SR**	BP SR vs. 1P	BP SR vs. 2P
United States	26	34	305	214	-30	11.5	6.3	51	69	252%	66%	66%
Russia	36	72	122	149	-10	10.7	9.1	38	108	303%	89%	89%
Canada	32	42	305	158	-10	4.5	29.7	85	168	526%	159%	159%
Brazil	6	11	45	85	-2	3.0	5.7	75	17	190%	27%	27%
China	9	39	32	50	-26	3.9	6.0	35	26	302%	80%	80%
Qatar	6	11	33	40	-1	1.4	12.9	80	25	399%	76%	76%
Kazakhstan	11	15	28	54	-2	1.8	35.9	51	30	266%	307%	307%
Mexico	4	6	17	25	-12	1.7	6.5	42	6	150%	37%	37%
Norway	5	8	13	19	-1	1.8	8.1	29	8	145%	60%	60%
Australia	1	1	3	23	2	0.4	4.8	158	2	343%	75%	75%
United Kingdom	2	3	9	10	-2	0.9	5.1	34	3	157%	28%	28%
Oman	3	5	8	9	-3	1.0	7.3	24	5	210%	21%	21%
Argentina	1	2	6	14	-1	0.5	6.2	78	2	219%	48%	48%
Azerbaijan	3	4	6	10	-2	0.7	30.9	41	7	253%	120%	120%
Guyana	0	1	8	10	1	0.1	11.1	242				
Other Non-Opec	15	24	58	155		6.4	6.4	66	39	257%	67%	67%
Non-OPEC	160	257	596	984	-125	50.2	8.7	54	510	319%	86%	86%
Saudi Arabia	62	139	256	288	-11	9.5	17.8	83	298	479%	116%	116%
Iran	21	41	100	110	-8	4.4	12.8	68	145	702%	245%	245%
Iran	14	33	89	101	-11	2.9	13.8	96	158	306%	177%	177%
UAE	21	35	66	71	-4	3.0	29.4	64	96	458%	148%	148%
Kuwait	11	28	49	57	-0	2.4	12.5	65	102	913%	306%	306%
Venezuela	3	10	33	44	-4	0.7	12.5	171	304	outlayer		
Nigeria	4	6	19	20	-6	1.7	5.9	32	37	990%	297%	297%
Libya	4	7	15	20	-3	1.3	8.3	44	48	1262%	319%	319%
Algeria	4	6	9	14	-0	1.1	30.5	34	12	287%	155%	155%
Angola	2	3	8	10	-4	1.2	5.8	23	8	317%	89%	89%
Congo	1	1	3	3	-1	0.3	6.0	29	3	401%	300%	300%
Gabon	0	1	1	2	-1	0.2	7.1	32	2	452%	170%	170%
Equatorial Guinea	0	0	1	1	-0	0.1	5.2	13	1	450%	296%	296%
OPEC	149	311	649	741	-53	28.8	14.1	70	1,215	818%	187%	187%
World Total Oil	309	568	1,245	1,725	-178	79.0	30.7	60	1,732	561%	139%	139%
Natural Gas Liquids												
Other Liquids												
World Total Liquid production 2021e												

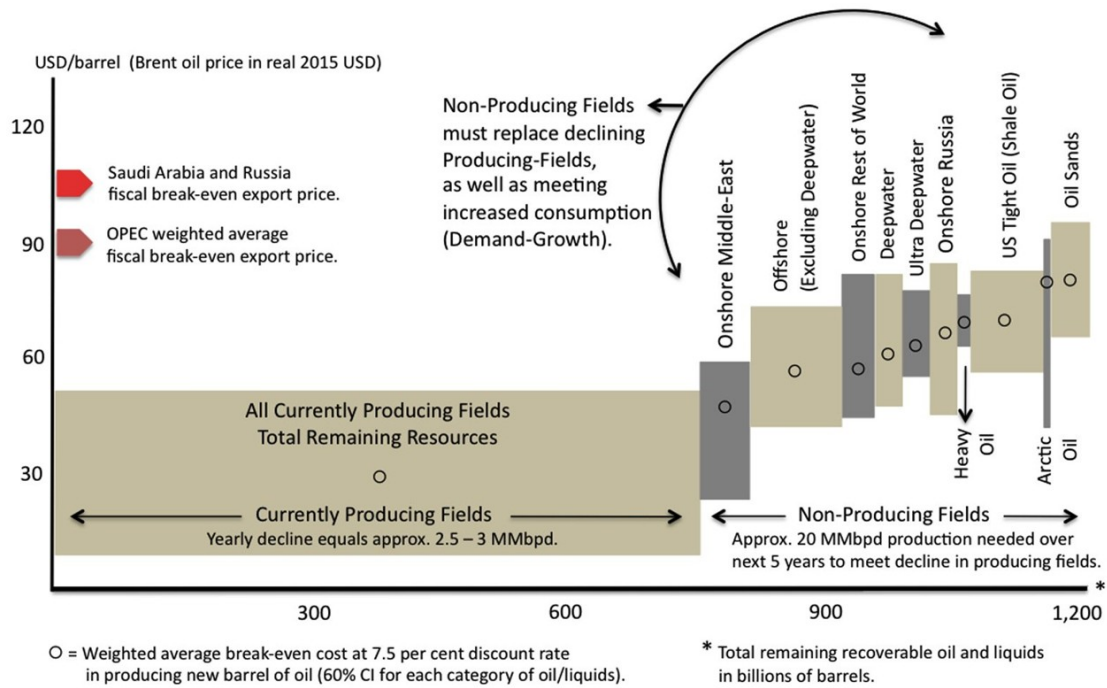
Source: Rystad Energy UCube

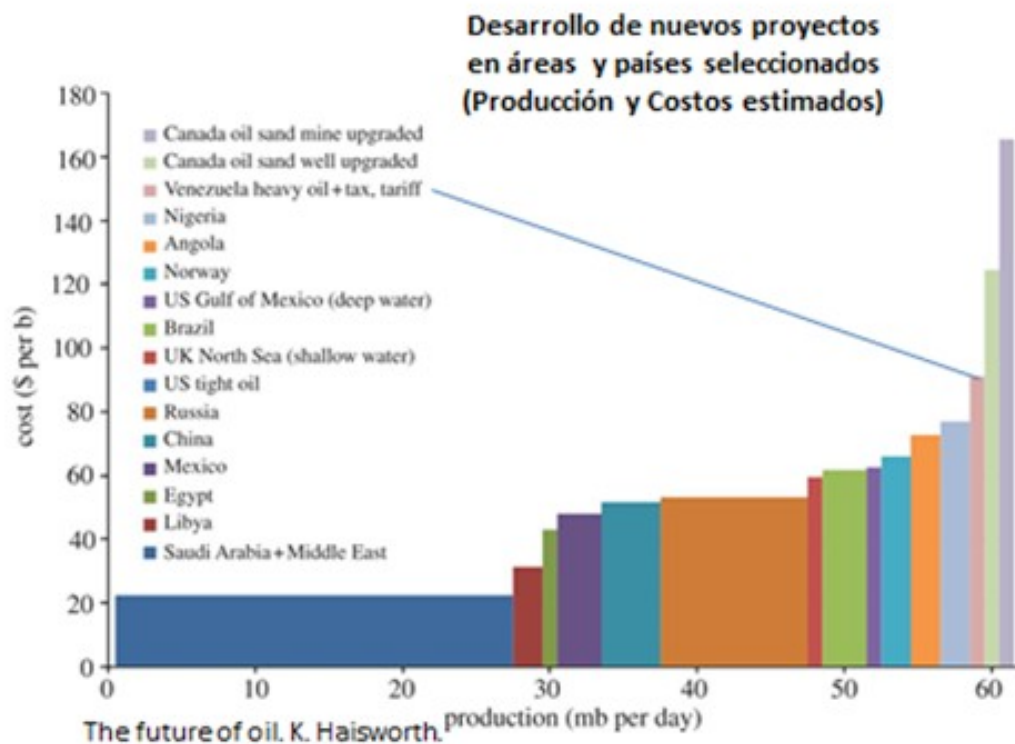


Esa moderada cifra, que voceros oficiales atribuyen al hecho de que PDVSA no paga la suscripción del servicio de Rystad Energy, coloca a Venezuela, sin embargo, en el undécimo lugar entre los productores mundiales: 44 mil millones de barriles que serían suficientes para producir 2 millones de barriles diarios durante más de 60 años, lapso que excede todos los pronósticos globales de duración del uso del petróleo como combustible generador de energía.

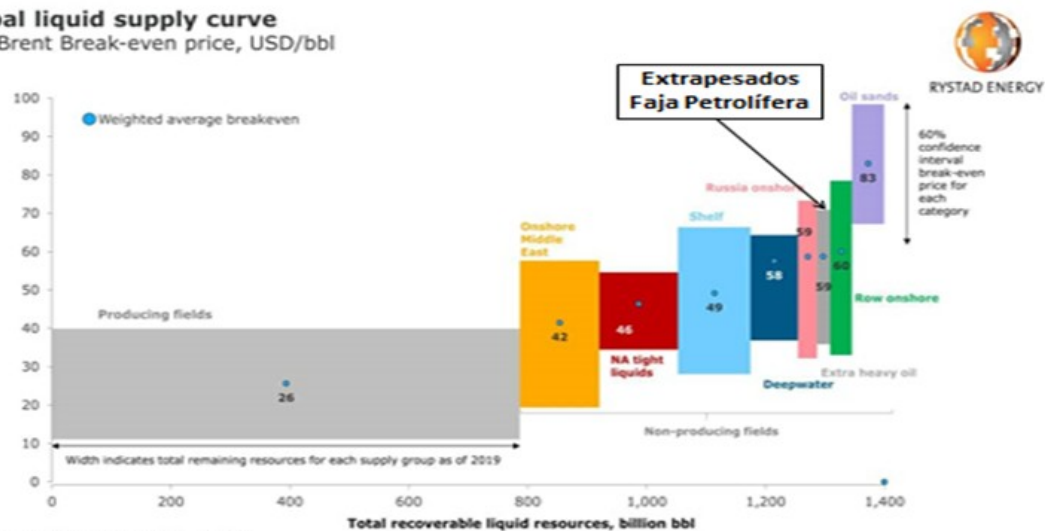
Las circunstancias actuales y previsibles a corto plazo del mercado petrolero, en cuanto a oferta, demanda y precios, hacen que aún éstas moderadas estimaciones disminuyen su nivel de factibilidad, tal como registran diversas fuentes internacionales desde hace varios años, las cuales comparan los costos de desarrollo y volúmenes factibles de nuevos proyectos en todas las localizaciones, colocando a las reservas venezolanas en las posiciones de menor rentabilidad relativa:

PRESENT AND FUTURE OIL AND LIQUIDS SUPPLY COST CURVE





Global liquid supply curve
Real Brent Break-even price, USD/bbl



Source: Rystad Energy UCube

Precio mínimo del barril de WTI para justificar inversiones en nuevos proyectos

Localización	USD/B
Medio Oriente	20
China	28
Libia	42
México	55
Brasil	61
Aguas Profundas Golfo de México/EEUU	65
Angola	71
Nigeria	78
Arenas Bituminosas Canadá	87
Crudo extrapesado de Venezuela	114
Fuente: CERA	

lxviii

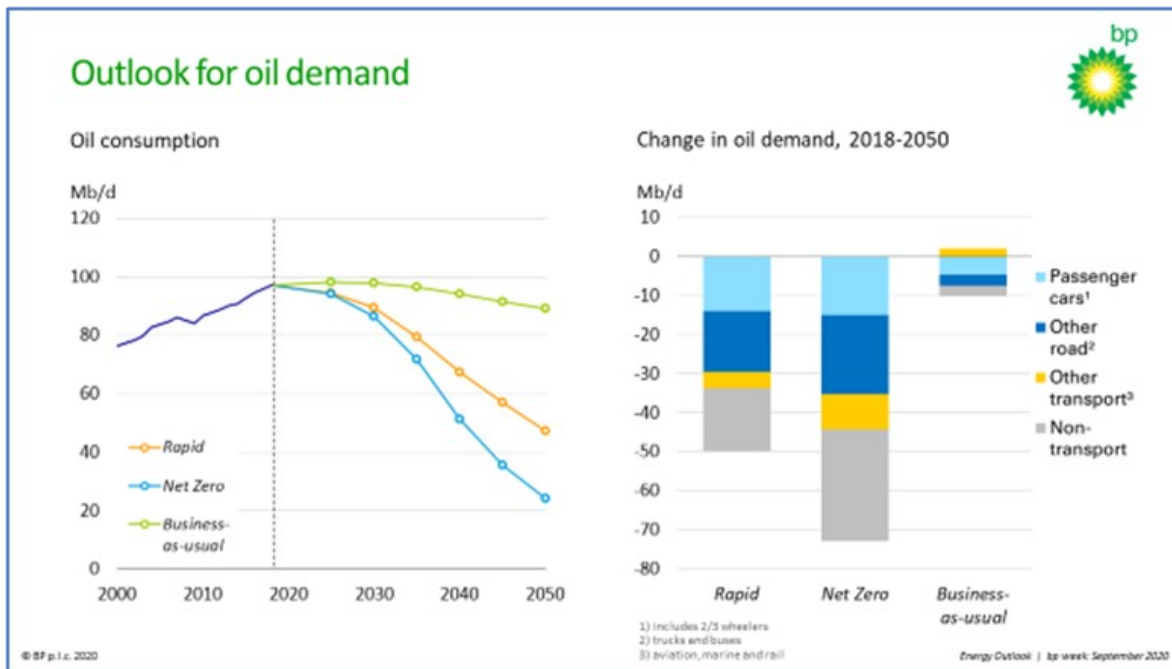
La capacidad de producción instalada actualmente en la Faja del Orinoco, de un millón cuatrocientos mil barriles diarios y la capacidad procesadora de los “mejoradores”, de 650.000 barriles diarios, algunos de los cuales cerrados y en vías de conversión en simples refinerías de crudos convencionales, como Petrocedeño, recientemente abandonado por los socios extranjeros Equinor y Total por esa misma razón, y otros parcialmente utilizados como mezcladores de crudos extrapesados con naftas y crudos livianos, son también firmes candidatos a convertirse en activos varados.

Dicho en otras palabras, se trata de que una inversión dedicada a procesos de producción en la Faja del Orinoco, de varios centenares de miles de millones de dólares, cuyo monto se diluyó en las cuentas generales de PDVSA y que por tal manipulación financiera fue formalmente recuperada, pero que en verdad, nunca los será, dado el cese anticipado de la vida útil prevista para tales instalaciones, diseñadas para alimentar volúmenes de demanda que ya no se generarán.

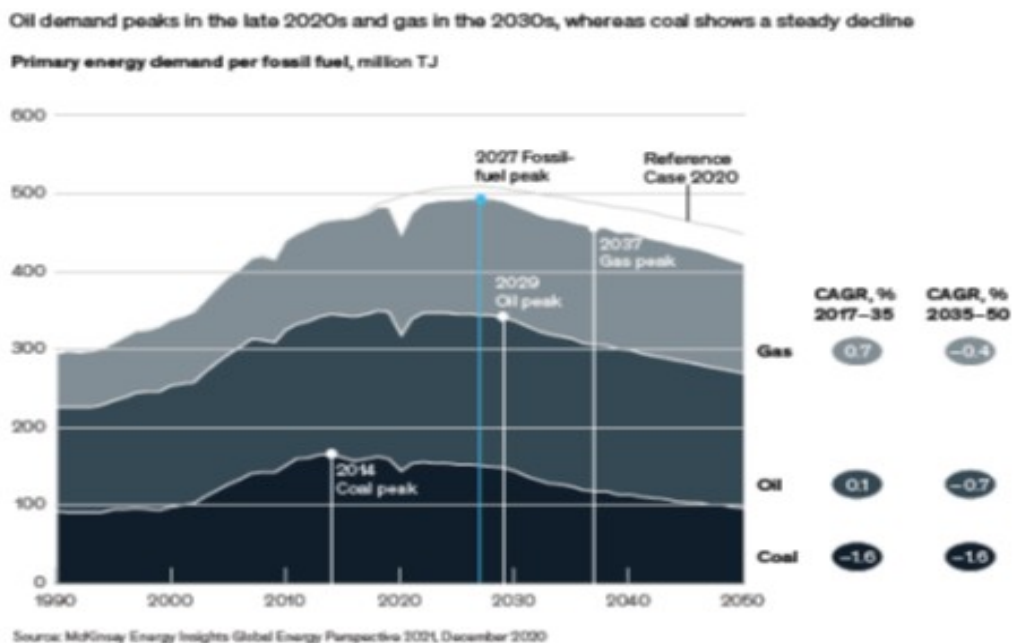
Diferentes organismos especializados estiman que el pico de la demanda petrolera global será alcanzado entre 2028 y 2045, a saber: Rystad Energy 2028, McKinsey 2029, Bloomberg y Wood Mackenzie 2035 y, como era de esperar, la OPEP, la más optimista, 2045.

Energy Intelligence estima que la demanda total sólo alcanzará el nivel del primer trimestre de 2017 en el tercer trimestre de 2021.

British Petroleum presenta de caída de la demanda en sus tres escenarios 2018-2050, de septiembre de 2020, aún en el denominado “business-as-usual”, según se muestra:



En su “Global Energy Perspective 2021”, la consultora McKinsey, presenta los siguientes escenarios, según los cuales el pico de la demanda petrolera se alcanzará en 2029, antes de lo proyectado previamente por esa firma.



A esa evolución de estancamiento y futura declinación de la demanda se añade, para agravar más el panorama, la incorporación de nueva producción de crudos livianos procedentes de Brasil, Noruega, Guyana y Surinam, las perspectivas de nuevos desarrollos que se avizoran en Ghana, Uganda y otros países africanos, más la capacidad cerrada voluntaria que mantienen hasta ahora los demás países miembros de la OPEP+ como soporte de los precios y los campos para el desarrollo futuro existente en la “Zona Neutral” entre Kuwait y Arabia Saudita. Y conste que no estoy mencionando a las actuales producciones de las lutitas norteamericanas y las arenas bituminosas de Canadá, también fuertes candidatas a convertirse en “stranded assets”.

Frente a este panorama el veredicto es claro:

El país tiene todavía considerables acumulaciones petroleras convencionales y no convencionales desarrollados y económicamente factibles para mantener un nivel moderado de producción durante un largo plazo, recuperando la dilapidada capacidad instalada actual y aun considerando las limitaciones que imponga la severidad de la transición energética.

Es cierto que el país tiene ciertas ventajas comparativas, dada su cercanía al mercado norteamericano y la circunstancia de que las refinerías del sur de ese país fueron diseñadas, en su momento, para el consumo de los crudos típicos venezolanos. Todo ello le asegura una posición como proveedora durante el lapso que dure la era del petróleo como material combustible.

Sin embargo, ninguno de los proyectos que prometen un crecimiento acelerado de la producción petrolera venezolana tiene asidero en la realidad presente y futura del país y del mercado internacional.

Sean cuales sean las concesiones y dejaciones de soberanía que hagamos, el resultado de esas megafantasías será, como hasta ahora, pírrico y, a la postre, ruinoso para el país.

Mientras más tardemos en asumir esa realidad y actuar en consecuencia, peores serán las consecuencias.

Una vez más, sólo nos queda la opción de prepararnos para recorrer el camino difícil pero ineludible de construir un país no petrolero.

Pues bien, es en este escenario, resultado de culpas compartidas entre los bandos antagónicos de la contienda política nacional y oscuras perspectivas del mercado, en el cual se está dirimiendo hoy el destino del petróleo venezolano. Posiciones divergentes en el discurso, pero que se acercan cada día más en cuanto a sus consecuencias liquidadoras de los derechos soberanos de la Nación venezolana sobre sus recursos.

CMP / Noviembre 2021

Referencias

i Pérez Alfonso, Juan Pablo, Venezuela se acerca a la debacle. Revista Semana, Vol. XXI, Nº 235, Caracas 1978. Reproducido en Mezger, Dorothea (Compiladora), Petróleo y Ecodesarrollo en Venezuela, ILDIS, Caracas 1981 y en el Suplemento de la Revista BCV -- 1, Enero-Junio 2008, "Profecías Cumplidas", Banco Central de Venezuela, Caracas 2008.

-----, Peligros del Petróleo, efecto Venezuela. Le Monde. 31 de octubre de 1975.

-----, Hundiéndonos en el excremento del Diablo, Editorial Lisbona, Caracas 1976 / Banco Central de Venezuela, Caracas 2011,

ii Mieres, Francisco, El agotamiento de la sociedad petrolera: Drama y oportunidad para Venezuela. Caracas 1984.

Material inédito. Citado en Mendoza P, Carlos, El Poder Petrolero y la Economía Venezolana. CDCH-UCV, Caracas 1995. P. 61.

iii Mendoza P., Carlos. Gráfico basado en cifras de Ministerio de Minas e Hidrocarburos, PODE 1969-2006 - PDVSA Informe Anual de Actividades 2008-2018 – OPEP Monthly Review , 2017-2021.

iv PDVSA Informe Anual de Actividades, varios años, Elaboración Propia.

v Mendoza P. Carlos, Petróleo y Geopolítica, Revista Diálogo de Saberes, Nº 20, Mayo-Agosto 2014,

Universidad Bolivariana de Venezuela. <https://petroleovenezolano.blogspot.com/2014/04/geopolitica-y-petroleo-en-tiempos-de.html>

vi Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos, MPPH

vii González Cruz, Diego, Propuestas para relanzar la Industria Petrolera Nacional, CEDICE, Caracas 2015

http://petroleumag.com/wp-content/uploads/2018/08/cedice_petroleo.pdf

viii López Leopoldo, Baquero Gustavo, Venezuela Energética, Propuesta para el bienestar y el progreso de los venezolanos. Caracas, 2017.

ix Viscidi Lisa, Graham Nate, Reviving Venezuela's Oil Sector, The Role of Western Majors. Inter-American Dialogue, 2020.

<http://www.thedialogue.org/wp-content/uploads/2020/01/VENEZUELA-FINAL-1.pdf>

x Asamblea Nacional, Comisión de Energía y Minas, Anteproyecto de Ley de Hidrocarburos, 05/06/2019

xi Propuestas de Reestructuración - PETROLEOS DE VENEZUELA S.A. Dirección Ejecutiva de Planificación. Caracas, Marzo 2020,

xii Mendoza P., Carlos, Nacionalismo Petrolero: Veintiún años después, ¿Derrota final?

<https://petroleovenezolano.blogspot.com/2020/10/derrota-del-nacionalismo-petrolero.html>

xiii Luis Britto Gracia,

--- Maquilas y Zonas Económicas Especiales. Últimas Noticias, 8 de mayo de 2021.

<https://ultimasnoticias.com.ve/noticias/opinion/maquilas-y-zonas-economicas-especiales-luis-britto-garcia/>

---- Zonas Económicas Especiales, Punto de Corte, 21 de agosto de 2021

<https://puntodecorte.net/luis-brito-garcia-zonas-economicas-especiales/>

xiv Gaceta Oficial N° 40845, del 10 de febrero de 2016. Decreto Presidencial N° 2.231.

xv Gaceta Oficial N° 42.034, del 22 de diciembre de 2020. Decreto Presidencial N° 4.392.

xvi

Mendoza P., Política petrolera la manera de los músicos del "Titanic". Caracas 2018

<https://petroleovenezolano.blogspot.com/2018/05/a-la-manera-de-los-musicos-del-titanic.html>

xvii Mendoza P., Política petrolera venezolana en tiempos de catástrofe, Caracas 2019

https://petroleovenezolano.blogspot.com/2019/10/venezuela-petroleo-y-catastrofe_29.html

xviii Mendoza P., Historia Petrolera a la Carta, Caracas 2020 <https://petroleovenezolano.blogspot.com/2020/09/historia-petrolera-la-carta.html>

xix Mieres Francisco, El Megadisparate de PDVSA, UDEX FACES 8, Publicaciones de la Unidad de Extensión, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales, UCV, Caracas, s/f . (1985)

xx Hubert, Marion King. https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.researchgate.net%2Ffigure%2FPeak-Oil-for-the-United-States-A-Hubberts-original-1956-graph-predicting-when-the_fig1_267156313&psig=AOvVaw3LuabpMX_6bMeVdOWbNYHE&ust=1630123207506000&source=images&cd=vfe&ved=0CAwQjhqFwoTCOI046eoOPICFQAAAAAdAAAAABAQ

- xxi Ramage 1997 - Producción Petrolera Mundial desde 1900 hasta 1997. https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.researchgate.net%2Ffigure%2FWorld-oil-production-since-1900-Ramage-1997_fig4_303873874&psig=AOvVaw0qUGclMoLL2D0XjVjd1-ut&ust=1630126286188000&source=images&cd=vfe&ved=OCAsQjRxqFwoTCKD-t_qz0PICFQAAAAAdAAAAABAO
- xxii Poiseux, Louis, La Energía y el desconcierto postindustrial, Plaza&Janes S.A., Barcelona 1974, pág. 61.
- xxiii Poiseux, Louis, La Babel Nucléaire, Galilée; 1977
- xxiv Grenon, Michel, La Crisis Mundial de la Energía, Alianza Editorial, Madrid, 1974.
- xxv Dennis Meadows, Donella Meadows y Jørgen Randers , Los límites del crecimiento, Informe del MIT al Club de Roma. Fondo de Cultura Económica, México 1972.
- xxvi Mihajlo Mesarovic, Eduard Pestel, La humanidad en la encrucijada: Segundo informe al club de Roma. Fondo de Cultura Económica, México 1974.
- xxvii Paul E. Erdman, Colapso ("The Crash Of '79"). Novela. 1976
- xxviii https://elpais.com/diario/1979/07/17/economia/301010411_850215.html
- xxix Meyer Richard F, Attanasi Emil D., US Geological Survey, Heavy Oil and Natural Bitumen - Strategic Petroleum Resources . <http://pubs.usgs.gov/fs/fs070-03/fs070-03.html>
- xxx Mendoza P., De las Concesiones a los Contratos, Visión retrospectiva de la política petrolera venezolana, Trabajo de Ascenso UCV, Caracas 1983 / Fundación Editorial El Perro y la Rana, Caracas 2011, págs.. 109-120
- xxxi Pérez Alfonzo, Rangel, El Desastre, Vadell Hermanos, Valencia 1976.
- xxxii Mendoza P., De las Concesiones... Op. Cit. Acuerdo General de Participación, Teherán 1972, págs. 101-108.
- xxxiii Akins, James, The Oil Crisis, This time the Wolf is here. <https://www.foreignaffairs.com/articles/middle-east/1973-04-01/oil-crisis-time-wolf-here>
- xxxiv Rodríguez G., Irene, Yáñez, Francisco, Cronología Ideológica de la Nacionalización Petrolera en Venezuela, Ed. FCES-UCV, Caracas, 1977
- xxxv Brannon, Gerard M., Políticas respecto a la OPEP. Informe para el Proyecto de Políticas Energéticas de la Fundación Ford, 1968. Traducción: Postgrado en Economía y Administración de Hidrocarburos, Caracas 1976. Mimeo.
- xxxvi Mendoza P., Historia Petrolera. Loc. Cit.
- xxxvii Lagoven S. A., Address of Guillermo Rodríguez Eraso, President of Lagoven, S. A., to the Venezuelan-American Association of the United States. St. Regis Hotel, New York, January 8, 1981. *Versión de Teletipo.*
- xxxviii <http://kurarenews.blogspot.es/1329772800/la-faja-petrolifera-del-orinoco/>
- xxxix PDVSA, Guías Corporativas 1993-1998: Orientación Estratégica, pág. 1
- xl Mendoza P., En base a estadísticas de Cuentas Nacionales BCV.
- xli Pérez, Hermes A., Caracas, 2013.
- xlII US Geological Survey, World Petroleum Resources Project, An Estimate of Recoverable Heavy Resources of the Orinoco Oil Belt, Venezuela.
- xlIII Meyer Richard F, Attanasi Emil D., US Geological Survey , Op. Cit.
- xliv "Informa Ministro de Energía y Minas", El Universal, 11 de agosto de 1989, pág. 2-3.
- xlV Mendoza P., El Poder Petrolero y la Economía Venezolana, CDCH-UCV, Caracas, 1995.
- xlvi
- Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), Información Financiera y Operacional al 31 de diciembre de 2006.
- xlVII Martínez, Aníbal R., La Faja del Orinoco, Editorial Galac, Caracas 2004.
- xlVIII Mendoza P., Carlos, De las fantasías al paquete chileno. <http://petroleovenzolano.blogspot.com/2017/09/de-las-fantasias-al-paquete-chileno.html#.WwH5NDQvxdg>
- xlIX Mendoza P., Carlos, De las fantasías al paquete chileno. <http://petroleovenzolano.blogspot.com/2017/09/de-las-fantasias-al-paquete-chileno.html#.WwH5NDQvxdg>
- I PDVSA, Plan de Negocios 2005-2012
- II PDVSA, Plan de Inversiones 2015-2019
- III PDVSA, Vicepresidencia de Exploración y Producción, Rendición de Cuentas Enero-Septiembre
- IIII Mendoza P., Carlos:

----- El Poder Petrolero y la Economía Venezolana. UCV CDCH, Caracas 1995. La internacionalización, págs. 211-244, V.2.3.

- Nacionalismo Petrolero Venezolano en Cuatro Décadas, Banco Central de Venezuela, Caracas 2014. La internacionalización, págs. 157-215. <https://www.academia.edu/41805065/Nacionalismo%20petrolero%20en%20cuatro%20d%C3%A9cadas>
- Citgo, la Internacionalización revisitada. <https://petroleovenezolano.blogspot.com/2019/01/citgo-la-internacionalizacion-revisitada.html>
- liv Boué, Juan Carlos, La Internacionalización de PDVSA: una costosa ilusión. Ministerio de Energía y Minas, Fondo Editorial Darío Ramírez, Caracas, 2006
- lv PDVSA, Informes de Gestión Anual 2012-2016
- lvi PDVSA, Gerencia General de Planificación y Gestión de Refinación, Caracas, Diciembre 2009
- lvii McKinsey Energy Insights “Global Energy Perspective 2021”, December 2020.
- lviii OPEC Bulletin, Enero 1992 – Junio 1993, Octubre-Diciembre 1993, Enero, Febrero, Abril 1994. Referido en Mendoza P, Op. Cit. “El Poder...”, 1995, p. 231 y “Nacionalismo...” 2014, p. 174.
- lix Mendoza P, Op. Cit, 1995, pág. 254. María Kielmas, “Little Moves Ahead An Explosion”, Petroleum Economist, Nov. 1992, págs.. 14-17.
- lx Mendoza P, Op. Cit, 1995, pág. 217.
- lxi PDVSA, Ibíd., Diciembre 2009.
- lxii BP Statistical Review, 2021, pág. 30.
- lxiii Mendoza P., Nacionalismo... Op. Cit., pág. 158.
- lxiv U.S. Geological Survey, Op. cit.
- lxv PDVSA, Informe General de Actividades, varios años.
- lxvi <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- lxvii Rystad Energy, UCUBE 2021.
- lxviii Cambridge Energy Research Associates, 2017.
- lix McKinsey, Global Energy Perspective 2021. <https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Industries/Oil%20and%20Gas/Our%20Insights/Global%20Energy%20Perspective%202021/Global-Energy-Perspective-2021-final.pdf>

BIBLIOGRAFÍA

Akins, James,

----- The Oil Crisis, This time the Wolf is here. Foreign Affairs, 04/1973

Asamblea Nacional, Comisión de Energía y Minas,

----- Anteproyecto de Ley de Hidrocarburos, 05/06/2019

Boué, Juan Carlos,

---- La Internacionalización de PDVSA: una costosa ilusión. Ministerio de Energía y Minas, Fondo Editorial Darío Ramírez, Caracas, 2006

Brannon, Gerard M.,

----- Políticas respecto a la OPEP. Informe para el Proyecto de Políticas Energéticas de la Fundación Ford, 1968. / Traducción: Postgrado en Economía y Administración de Hidrocarburos, FACES UCV. Caracas 1976. Mimeo.

British Petroleum

----- BP Statistical Review of World Energy, 2021

Britto García, Luis

----- Maquilas y Zonas Económicas Especiales. Últimas Noticias, 8 de mayo de 2021.

----- Zonas Económicas Especiales, Punto de Corte, 21 de agosto de 2021

Erdman, Paul E.

----- Colapso ("The Crash Of '79"). Novela. 1976

Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela

----- N° 40.845, del 10 de febrero de 2016. Decreto Presidencial N° 2.231.

----- N° 42.034, del 22 de diciembre de 2020. Decreto Presidencial N° 4.392.

González Cruz, Diego,

----- Propuestas para relanzar la Industria Petrolera Nacional, CEDICE, Caracas 2015

Grenon, Michel,

----- La Crisis Mundial de la Energía, Alianza Editorial, Madrid, 1974.

Hubert, Marion King.

----- Peak Oil for the United States, 1956.

Lagoven S. A.,

----- Address of Guillermo Rodríguez Eraso, President of Lagoven, S. A., to the Venezuelan-American Association of the United States. St. Regis Hotel, New York, January 8, 1981. Versión de Teletipo.

López Leopoldo, Baquero Gustavo,

----- Venezuela Energética, Propuesta para el bienestar y el progreso de los venezolanos. Caracas, 2017.

Martínez, Aníbal R.,

----- La Faja del Orinoco, Editorial Galac, Caracas 2004.

McKinsey Energy Insights

----- Global Energy Perspective 2021, December 2020.

Meadows Dennis, Meadows Donella y Randers Jørgen ,

----- Los límites del crecimiento, Informe del MIT al Club de Roma. Fondo de Cultura Económica, México 1972

Mendoza Pottellá, Carlos

----- De las Concesiones a los Contratos, Visión retrospectiva de la política petrolera venezolana, Trabajo de Ascenso UCV, Caracas 1983 / Fundación Editorial El Perro y la Rana, Caracas 2011.

----- El Poder Petrolero y la Economía Venezolana, CDCH-UCV, Caracas, 1995.

----- Nacionalismo Petrolero en Cuatro Décadas, Banco Central de Venezuela, Edición digital. Caracas 2014.

----- De las fantasías al paquete chileno. Caracas 09/2017

----- Política petrolera la manera de los músicos del "Titanic". Caracas 05/2018

----- Citgo, la Internacionalización revisitada. Caracas 01/2019

----- Política petrolera venezolana en tiempos de catástrofe, Caracas 10/2019

----- Historia Petrolera a la Carta, Caracas 09/2020

----- Nacionalismo Petrolero: Veintiún años después, ¿Derrota final? Caracas 10/2020

Mesarovic Mihajlo, Pestel Eduard,

----- La humanidad en la encrucijada: Segundo informe al club de Roma. Fondo de Cultura Económica, México 1974.

Meyer Richard F, Attanasi Emil D., US Geological Survey,

----- Heavy Oil and Natural Bitumen - Strategic Petroleum Resources .
<http://pubs.usgs.gov/fs/fs070-03/fs070-03.html>

Mieres, Francisco,

----- El petróleo y la problemática estructural venezolana, Instituto de Investigaciones, FACES-UCV, Caracas 1969. / Segunda Edición, Banco Central de Venezuela, Caracas 2010.

----- El agotamiento de la sociedad petrolera: Drama y oportunidad para Venezuela. Texto inédito, Mimeo, FACES UCV. Caracas 1984.

----- El Megadisparate de PDVSA, UDEX FACES 8, Publicaciones de la Unidad de Extensión, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales, UCV, Caracas, s/f . (1985)

Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

----- Petróleo y Otro Datos Estadísticos, PODE, 1969-2006

Ministerio del Poder Popular para los Hidrocarburos, Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos, MPPH.

OPEC Bulletin

----- Enero 1992 – Junio 1993, Octubre-Diciembre 1993, Enero, Febrero, Abril 1994.

OPEC Monthly Review,

Ediciones 2017-2021.

Pérez Alfonzo, Juan Pablo,

----- Peligros del Petróleo, efecto Venezuela. Le Monde. 31 de octubre de 1975.

----- Hundiéndonos en el excremento del Diablo, Editorial Lisbona, Caracas 1976 / Banco Central de Venezuela, Caracas 2011.

----- Venezuela se acerca a la debacle. Revista Semana, Vol. XXI, N° 235, Caracas 1978. Reproducido en Mezger, Dorothea (Compiladora), Petróleo y Ecodesarrollo en Venezuela, ILDIS, Caracas 1981 y en el Suplemento de la Revista BCV -- 1, Enero-Junio 2008, "Profecías Cumplidas", Banco Central de Venezuela, Caracas 2008.

Pérez Alfonzo, Juan Pablo y Rangel, Domingo Alberto,

----- El Desastre, Vadell Hermanos, Valencia 1976.

Petróleos de Venezuela S.A.

----- Guías Corporativas 1993-1998: Orientación Estratégica

----- Plan de Negocios 2005-2012

----- Información Financiera y Operacional al 31 de diciembre de 2006

----- Plan de Inversiones 2015-2019

----- Vicepresidencia de Exploración y Producción, Rendición de Cuentas Enero-Septiembre 2013

----- Informe Anual de Actividades 2008-2018

----- Propuestas de Reestructuración, Dirección Ejecutiva de Planificación. Caracas, Marzo 2020

----- Informes de Gestión Anual 2012-2016 –

----- PSPR 2010-2030 - Gerencia General de Planificación y Gestión de Refinación, Caracas, Diciembre 2009

Poiseux, Louis,

----- La Energía y el desconcierto postindustrial, Plaza&Janes S.A., Barcelona 1974.

----- La Babel Nucléaire, Galilée; 1977

Rodríguez Gallad., Irene, Yáñez, Francisco,

----- Cronología Ideológica de la Nacionalización Petrolera en Venezuela, Ed. FACES-UCV, Caracas, 1977

Rystad Energy,

UCUBE 2021.

US Geological Survey,

World Petroleum Resources Project, An Estimate of Recoverable Heavy Resources of the Orinoco Oil Belt, Venezuela.

Viscidi Lisa, Graham Nate,

----- Reviving Venezuela's Oil Sector, The Role of Western Majors. Inter-American Dialogue, 2020

FRANCISCO MIERES

EL MEGADISPARATE DE PDVSA

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y SOCIALES
UNIDAD DE EXTENSIÓN

