

Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla
Académico, Ing. Nelson Hernández



Mejoradores Petropiar y Petromonagas, Jose (Estado Anzoátegui)

Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla
Academ, Ing. Nelson Hernández

Agosto 2019

INDICE

	Pagina
<u>Resumen Ejecutivo</u>	3
<u>Introducción</u>	4
<u>Antecedentes</u>	6
<u>Consideraciones Teóricas</u>	9
<u>Economía Crudo Merey Mejorado</u>	15
<u>Conclusiones</u>	17
<u>ANEXO I. Graficas Complementarias</u>	18
<u>ANEXO II. Sistema Dilución Crudo FPO</u>	21

Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla

Académico, Ing. Nelson Hernández

Resumen Ejecutivo

- **Para la producción de 1 MBD de crudo Merey, vía mezcla, se necesitarían 333 kBD de diluentes (121 MB al año), que a un precio actual de 70 \$/B representa una erogación de 8470 millones de dólares al año, si este diluyente es comprado internacionalmente.**

Los refinadores siempre han mezclado el crudo para cumplir con los criterios específicos de las refinerías individuales, dependiendo de las unidades, así como de la época del año y si querían que el rendimiento del producto tuviera más peso en gasolina en verano o en destilados en invierno.

En el caso venezolano la mezcla de crudo ocurre, principalmente, para darle viabilidad económica al crudo de la FPO, como consecuencia de la inoperatividad de las plantas mejoradoras existentes, y el de no haberse construido nuevas plantas por las diferentes empresas mixtas que explotan los recursos de la Faja.

Del análisis realizado se puede indicar lo siguiente:

- Los volúmenes de crudo FPO tienen valor cero, si su explotación no se realiza mediante tecnologías de mejoramiento
- Para explotación a mediano y largo plazo, del crudo FPO, la tecnología de plantas de mejoramiento (pequeñas refinerías) es una de la más indicada técnica y económicamente. El uso de mezclado directo de crudo FPO con diluentes, debe ser para explotaciones a corto plazo (...las llamadas producciones tempranas)
- Producto de la inoperatividad de las plantas mejoradoras, el gobierno ha recurrido al mejoramiento del crudo FPO por medio de mezclas de crudos más livianos como diluentes. Esta técnica tiene la particularidad de que el diluyente se queda en la mezcla, lo cual la hace menos atractiva económicamente
- La optimización del beneficio de la mezcla vendrá dado por un menor precio del diluyente y una calidad del mismo no menor a 30 °API. En otras palabras, tener un diluyente de alta calidad al menor precio.
- En un escenario hipotético, y partiendo que un barril de liviano de 35 °API, puede producir 3 barriles de crudo mejorado Merey 16, las reservas de crudo liviano de Venezuela consumirían solo el 14 % de las reservas de extrapesado para producir crudo Merey.

Introducción

Desde hace más de un siglo, el petróleo se hizo presente en la matriz energética mundial, escalando posiciones hasta convertirse en la fuente energética preferida, aportando hoy el 33.6 % de las necesidades energéticas a nivel mundial¹.

Desde el punto de vista de reservas, existen suficientes para satisfacer holgadamente la demanda esperada en la denominada “[ventana de los fósiles](#)” dentro del cambio de la matriz energética hacia fuentes energéticas mas amigables al ambiente con el objeto de afrontar el cambio climático.

Tipo	2006		2018		Variacion
	Volumen (GB)	%	Volumen (GB)	%	GB
Liviano	332	23.1	378	21.8	46
Mediano	653	45.3	744	43.0	91
Pesado	162	11.2	185	10.7	23
Extrapesado	293	20.4	423	24.5	130
TOTAL	1440		1730		290
			Extra pesado		
Canada	165	56.3	162	38.3	-3
Venezuela	128	43.4	261	61.7	133
Total	293		423		130

Fuente: OGJ / Estadísticas BP
Infografía: Nelson Hernandez

La grafica muestra las reservas de petróleo por tipo (densidad). Para el 2018, las reservas totalizan 1730 Giga barriles (GB). De estos, el 35.2 % son pesados + extrapesados.

El incremento ocurrido en el volumen de reservas de 290 GB, en el periodo 2006 – 2018, se debe principalmente al aumento en crudos extrapesados de 133 GB (45.8 % del total) en Venezuela, ubicados en la Faja Petrolífera de Orinoco (FPO). Técnicamente el volumen de las reservas de la FPO han sido cuestionadas al no haberse aplicado los procedimientos y parámetros establecidos internacionalmente en su determinación (Ver:

¹ 2018 Consumo de energía mundial de 278.4 MBDPE: Petróleo (33.6 %); Gas (23.9 %); Carbón (27.2 %); Nuclear (4.4 %); Hidroelectricidad (6.8 %) y Renovables (4.1 %)

Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla
Académico, Ing. Nelson Hernández

<https://plumacandente.blogspot.com/2011/09/no-tenemos-las-reservas-probadas-de.html>)

Para el 2017, Venezuela² contaba con reservas probadas de petróleo de 303.3 GB. De estos: extrapesados son 260.5 GB (86 %), pesados 15.6 GB (6 %), medianos 9.1 GB (3 %), livianos 12.1 GB (4 %) y condensados 3.0 GB (1%).

Clasificación del hidrocarburo	Gravedad API
Hidrocarburo extrapesado	< 10 ° API
Hidrocarburo pesado	10° - 21.9° API
Hidrocarburo mediano	22° - 29.9° API
Hidrocarburo liviano	30° - 42° API
Hidrocarburo condensado	> 42° API

Ahora bien, el petróleo de la FPO es un crudo que necesita ser mejorado para que pueda ser comercializado, lo cual puede ser realizado por: a) Procesos físicos – químicos en instalaciones denominadas “mejoradores”; b) Mediante mezclas de crudo FPO con crudos de mayor grados API (livianos).

En este documento, se analiza de forma direccional, lo concerniente a las mezclas para obtener un crudo de mejor calidad.

² PDVSA 2017. Informe del Comisario

Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla

Académico, Ing. Nelson Hernández

Antecedentes

La Faja Petrolífera del Orinoco, FPO, considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el mundo, fue descubierta en 1938. Su exploración comenzó con el primer pozo, Canoa-1, en 1935, hasta que se llegó al pozo descubridor, el Suata-1, en 1938. Pero su explotación se inició en 1961, con los campos Morichal y Jobo.

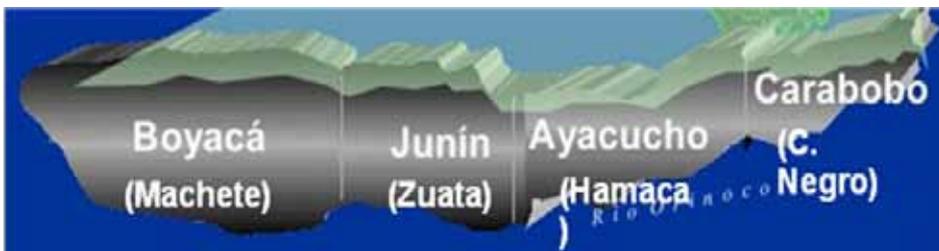
En 1974, el Ministerio de Minas e Hidrocarburos (MMH), creó la Dirección de la FPO. En 1976, pasó a manos de la recién estructurada Dirección de Estudios de Hidrocarburos no Convencionales y en 1977, luego de la nacionalización de la industria petrolera en Venezuela, la administración de la FPO fue transferida a Petróleos de Venezuela, PDVSA.

La FPO fue dividida en seis áreas: Machete, San Diego, Hamaca, Zuata, Pao y Cerro Negro y entregadas a las filiales operativas de PDVSA de Corpoven, Lagoven, Maraven y Meneven para su exploración y explotación. En 1993 comenzó el proceso de apertura petrolera que tenía entre sus objetivos desarrollar la FPO, a través de asociaciones estratégicas y del negocio del combustible Orimulsión.

Esta modalidad de negocio, ampliaba la explotación de la FPO, dando origen a los proyectos Petrozuata, Operadora Cerro Negro, Sincor y Hamaca o Ameriven. La finalidad de estos proyectos era la extracción de crudo extrapesado (crudo FPO), su transporte hasta las plantas de mejoramiento en Jose (Anzoátegui), donde era transformado en un **crudo sintético**, apto para ser refinado.

En el 2007, las áreas de la faja fueron reagrupadas en: Boyacá (Machete), Junín (Zuata y San Diego), Ayacucho (Hamaca y Pao) y Carabobo (Cerro Negro), y el gobierno en forma inconsulta elimina las asociaciones estratégicas y crea las Empresas Mixtas con un 60 % de participación de PDVSA.

La grafica a continuación muestra las 26 empresas mixtas que operan en la FPO para el 2016 (año de última información oficial de PDVSA). De estas empresas, Petropiar, Petrocedeno, Petromonagas y PetrosanfeliX provienen de las asociaciones estratégicas, tal como lo indica el Cuadro 1. (Ver ANEXO I. [Grafica 1](#), todas las Empresas Mixtas)



Cuadro 1

Asociaciones Estratégicas Originales en la FPO

La pionera de las asociaciones fue Petrozuata, aprobada por el Congreso venezolano en 1993 y donde la empresa estadounidense Conoco participaba con 50.1 % y PDVSA Petróleo y Gas con 49.9 %. (Petrozuata = Petroanzoategui = Petrosanfeli)

Luego fue Cerro Negro, en la cual participaban la estadounidense Mobil con 41.67 %, la alemana Veba Oel con 16.67 % y PDVSA Petróleo y Gas con 41.6 %. (Cerro negro = Petromonagas)

Le siguió Sincor, constituida por la francesa Total con 47 %, la noruega Statoil con 15 % y PDVSA con 38 %. (Sincor = Petrocedeño)

Por último se constituyó Hamaca, otra asociación estratégica conformada por las norteamericanas Arco (que se retiró en 1999) con 30 %, Phillips con 20 % y Texaco con 20 %; además de PDVSA con 30 % (Hamaca o Ameriven = Petropiar)

Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla Académico, Ing. Nelson Hernández

Estas 4 asociaciones estratégicas construyeron sus plantas de mejoramiento (Ver ANEXO I. [Grafica 2](#)) de crudos con una capacidad de 609 kBD y un volumen de crudo mejorado de 535 kBD, con un rendimiento promedio de 87.8 %, tal como se indica en la grafica a continuación. Es de señalar que ninguna de las otras empresas mixtas señaladas anteriormente, construyo estas plantas de mejoramiento de crudo FPO.



Venezuela. Plantas mejoramiento de crudo FPO

Tecnología Mejoramiento de Crudo FPO

Empresa	Tecnología	Crudo FPO	Crudo Mejorado	Rendimiento	Gravedad	Prod Coque
		kBD	kBD	%	API	TMD
Petroanzoategui	Coquificación retardada (CR)	120	103	85.8	20	4500
Petrocedefio	CR + Hidrocrqueo	192	160	83.3	30	2200
Petromonagas	Coquificación retardada (CR)	117	105	89.7	16	5300
Petropiar	CR + Hidrocrqueo	180	167	92.7	25	3000

Fuente: PDVSA
Infografía: Nelson Hernández

La aplicación, desde el 2007, de políticas y malas praxis gerenciales ha llevado a la inoperatividad de estas plantas de mejoramiento de crudo FPO. (Ver: <https://www.lapatilla.com/2019/08/03/chevron-reporta-que-no-produjo-crudo-sintetico-en-venezuela-en-el-2do-trimestre-de-2019/>).

Tal inoperatividad ha obligado a PDVSA buscar opciones para seguir produciendo crudo FPO (Ver [ANEXO II](#)), siendo la mezcla de crudo la vía escogida, tema que se desarrolla a continuación.

Consideraciones Teóricas

Para el 2018, el 24.5 % de las reservas mundiales de petróleo son extrapesadas, principalmente ubicadas en Venezuela (Faja Petrolífera del Orinoco) y en cada Canadá (Arenas de Athabasca). La explotación de la FPO ha sido tema de análisis por años. En el ANEXO I, [Grafica 3](#), se muestran las opciones)



Este tipo de crudo son los denominados “[no convencionales](#)”, los cuales son más difíciles de explotar requiriéndose mayor tecnología y por ende mayor inversión, lo que incrementa su costo de producción.

Ya se ha indicado que los crudos extrapesados necesitan ser mejorados para su posterior envío a la fase de refinación.

Cuadro 2

Objetivos del mejoramiento de crudos extrapesados

- Producir un crudo que pueda ser transportado por los oleoductos
- Ayudar a optimizar propiedades como el contenido de sólidos, agua, sedimentos, azufre, carbón, etc.
- Disminuir la viscosidad del crudo y con ello reducir los costos de transporte
- Producir un crudo de mayor gravedad API (crudo sintético) apto para la refinación

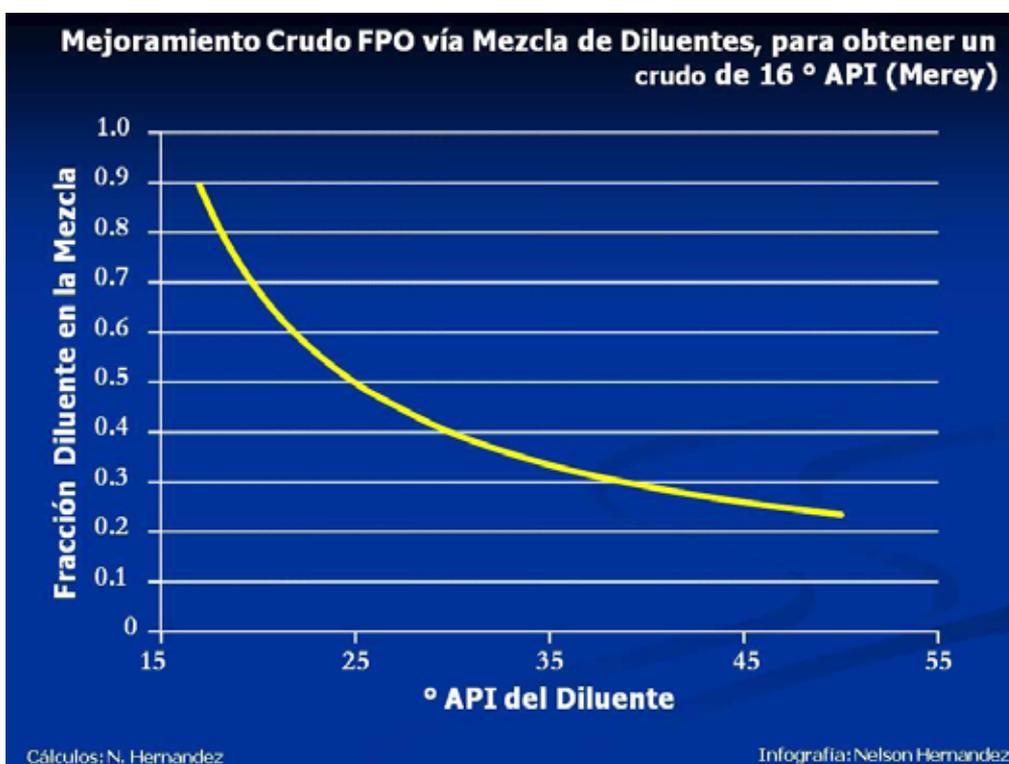
Economía Crudo Merrey 16, Vía Mezcla

Académico, Ing. Nelson Hernández

Además del mejoramiento mediante plantas (pequeñas refinerías), se acude a la mezcla directa de crudos extrapesados con crudos livianos.

Por lo tanto, una mezcla de crudos es la unión de dos volúmenes de crudos diferentes, en forma proporcional, de tal manera de reproducir un crudo objetivo de mejor calidad y de mayor precio que el crudo base a ser mejorado. Sin este procedimiento el crudo base (en nuestro caso crudo FPO) tendría valor cero.

El parámetro principal de una mezcla de crudos es la gravedad API³ de estos o su gravedad específica⁴. Por ejemplo un crudo de 16 °API, tiene una gravedad específica de 0.959. Recordar que la gravedad específica del agua es igual a 1, por lo que crudos con gravedades mayores de 1 (o 10 °API) son más pesados que el agua que es el caso de los crudos FPO, de allí su necesidad de mejorarlos.



³ La gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés [American Petroleum Institute](#), es una medida de [densidad](#) que, en comparación con el agua temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo

$$\text{°API} = (141.5 / \text{GE}) - 131.5$$

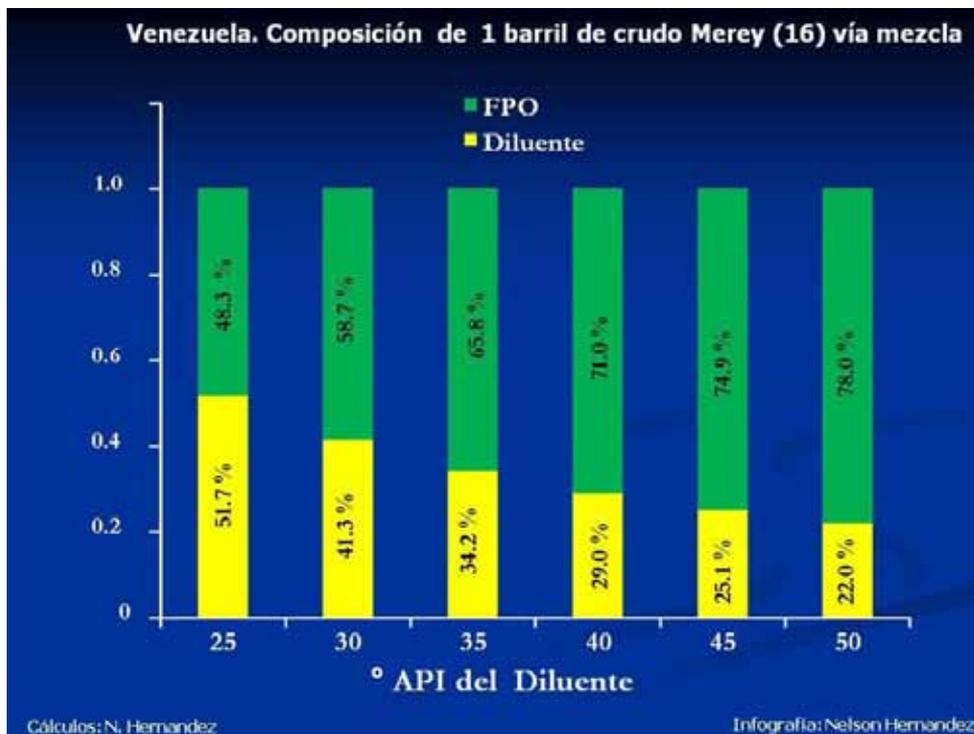
4

$$\text{GE} = 141.5 / (\text{°API} + 131.5)$$

Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla

Académico, Ing. Nelson Hernández

La grafica anterior muestra la variada gama de mezcla que pueden realizarse para obtener un crudo mejorado FPO de 16 °API (crudo Merey), en función de la gravedad API del diluyente. En el eje de las ordenadas esta la participación del diluyente en la mezcla. Por ejemplo, para un diluyente de 35 °API, su participación es de 34 % (0.34) y el resto 66 % (0.66) corresponde al crudo FPO a mejorar.



El crudo Merey 16, desde el 2009 se convirtió en el crudo marcador de Venezuela. Es decir, es el crudo que sirve de base para fijar el precio del resto de los crudos o mezclas producidas en el país. El campo Merey ubicado en el estado Anzoátegui, es un campo de crudo pesado con reservas estimadas para el 2017 de 53 MB y 136 GPC. (Para sus características, Ver ANEXO I, [Grafica 4](#))

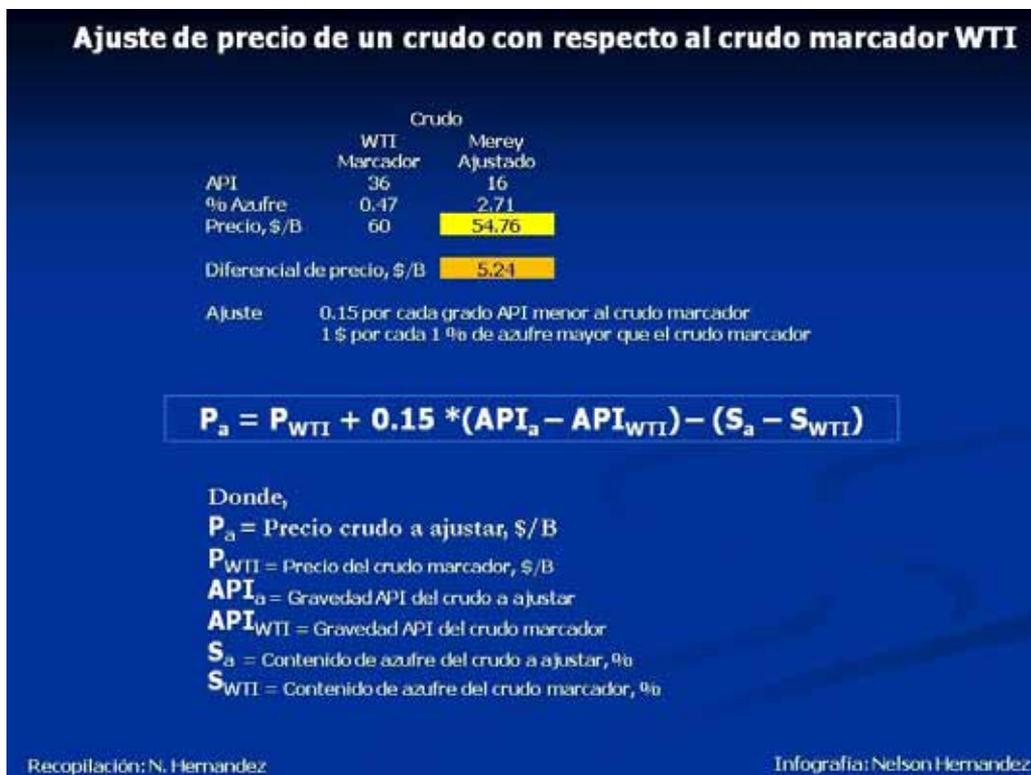
Sintéticamente, el Merey 16, se puede obtener como lo indica la grafica anterior al mezclar crudo FPO con un crudo liviano como diluyente como son los crudos producidos en los campos Santa Barbará, Anaco y Mesa del estado Anzoátegui. En su defecto, como lo ha hecho PDVSA, se recurre a la importación de naftas y/o crudos livianos⁵.

En el mundo del petróleo uno de los factores que influye en el precio es la calidad de este con respecto a un crudo marcador. Esta calidad está determinada, principalmente, por la gravedad °API, contenido de azufre y sólidos.

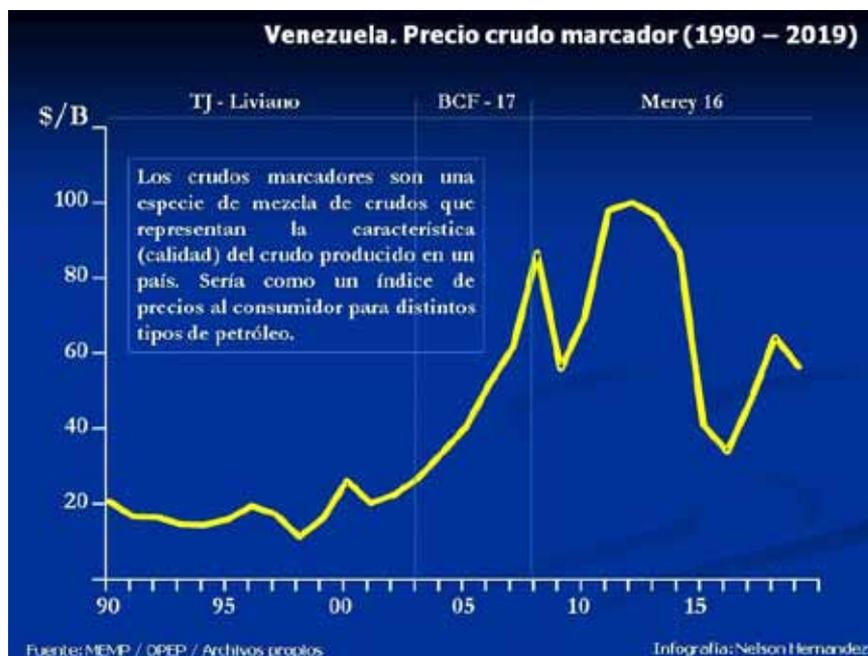
⁵ El 29-07-19, La empresa Petropiar exporto a Estados Unidos 520 kBD de crudo Merey obtenidos mediante la transformación de su planta mejoradora en una planta de mezclado.

Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla Académico, Ing. Nelson Hernández

La grafica a continuación muestra el ajuste del crudo Merey 16 con respecto al crudo marcador WTI. En el ejercicio, se obtiene una rebaja de precio de 5.24 \$/B para el Merey 16.



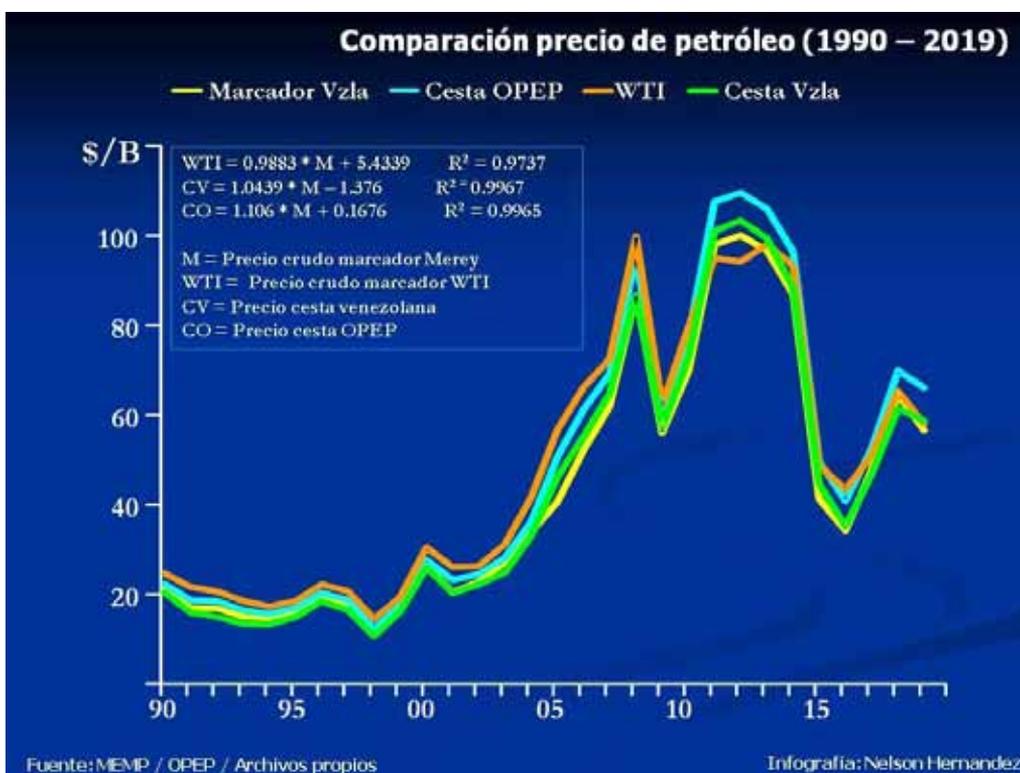
La grafica a continuación muestra la evolución del precio del crudo marcador venezolano para el periodo 1990 – 2019.



Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla
Académico, Ing. Nelson Hernández

Venezuela, siempre ha tomado el crudo WTI de Estados Unidos para referenciar su crudo marcador. Para el periodo 1990 – 2003, el crudo marcador venezolano fue el TJ – Liviano (32 °API). A partir del 2004 hasta el 2008, fue el Bolivar Coast Field – 17 (BCF-17 de 17 °API), un crudo más acorde con la °API promedio de producción. (Ver ANEXO I. [Grafica 5](#)). Desde el 2009 el crudo marcador venezolano es el Merey 16 (Ver ANEXO I. [Grafica 4](#)).

Para el periodo 1990 – 2019, la grafica a continuación muestra la comparación de precios para diferentes tipos de petróleo: Marcador Venezuela, Cesta OPEP, WTI y Cesta Venezuela.



La correlación de los precios en función del crudo marcador Merey 16, se muestra a continuación.

WTI = 0.9883 * M + 5.4339	R² = 0.9737
CV = 1.0439 * M - 1.376	R² = 0.9967
CO = 1.106 * M + 0.1676	R² = 0.9965
M = Precio crudo marcador Merey	
WTI = Precio crudo marcador WTI	
CV = Precio cesta venezolana	
CO = Precio cesta OPEP	

Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla
Académico, Ing. Nelson Hernández

Por ejemplo, el valor de la cesta venezolana expresada en función del precio del WTI sería:

$$\mathbf{CV = 1.056 * WTI - 7.115}$$

Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla Académico, Ing. Nelson Hernández

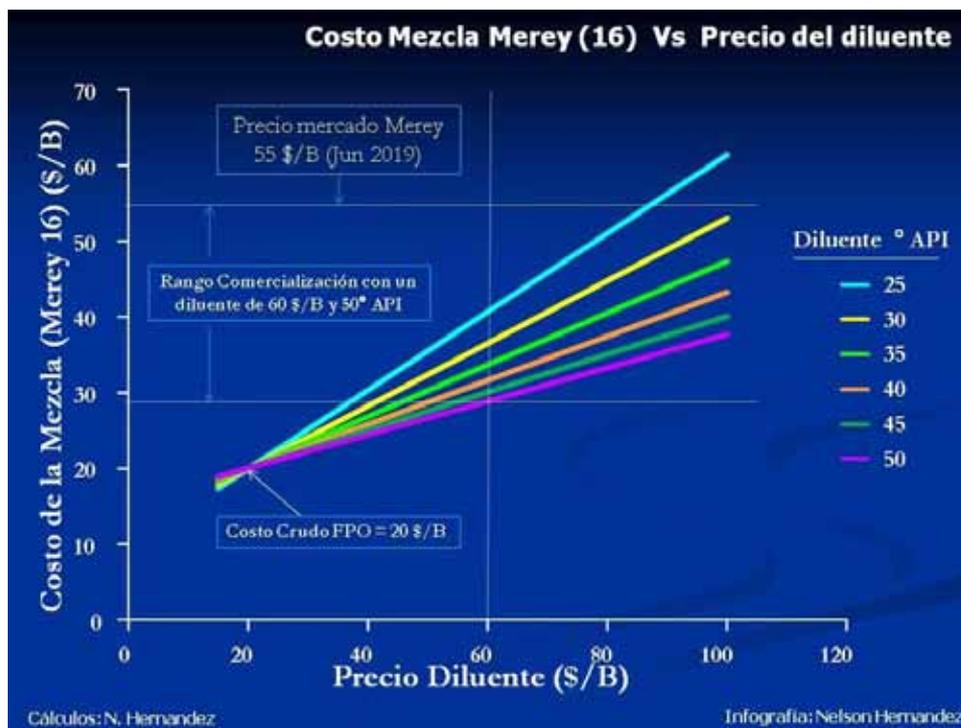
Economía del crudo mejorado Merey

La actividad de mezclado de petróleo⁶ es muy común. Se realizan, principalmente, para obtener un crudo de calidad específica demandada por una refinería en función de los productos refinados requeridos por el mercado. Son mezclas puntuales, que generalmente las hacen los refinadores en búsqueda de mejorar los márgenes de refinación.

Para mejorar el crudo FPO, la tecnología a aplicar son las plantas de mejoramiento ya que el diluyente es recuperado en el proceso y regresado al campo de producción. (Ver ANEXO I. [Grafica 2](#)). Esto proporciona una ventaja económica ante la tecnología del mezclado.

Ahora bien, por razones de gestión gerencial deficiente, las 4 plantas de mejoramiento de crudo FPO están inoperativas, y como no se han construido nuevas, PDVSA ha recurrido al mezclado simple.

Para efecto del análisis, y sin entrar en mayores detalles, se asume que el costo del crudo sintético Merey 16, es el resultado proporcional de la participación de los costos de los crudos mezclados FPO y diluyente.



La grafica anterior, presenta el costo de la mezcla Merey 16, para un costo de crudo FPO de 20 \$/B, y precio de diluyentes para distintas °API.

⁶ <https://www.slideshare.net/plumacandente/mezcla-de-petroleos-tecnologia>

Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla

Académico, Ing. Nelson Hernández

Para el caso de un diluyente de 50 °API y precio de 60 \$/B, el costo de la mezcla resultante es de 29 \$/B. Ahora bien, el precio del Merey 16 fue 55 \$/B (junio 2019), por lo que el beneficio de la mezcla es de 26 \$/B. Como es de esperar, en la medida que el diluyente sube de precio el beneficio será menor. Para un precio de 100 \$/B del diluyente de 50 °API, el beneficio de la mezcla se sitúa en 17 \$/B. Un aumento del 66 % del precio del diluyente produce una reducción del beneficio en 31 %.

Lo anterior indica que la optimización del beneficio de la mezcla vendrá dado por un menor precio del diluyente y una calidad de este no menor a 30 °API. En otras palabras, tener un diluyente de alta calidad a menor precio.

Que se conozca, además de nafta, Venezuela ha comprado crudo Sahara Blend (Argelia – 45 °API), Ural (Rusia – 31.7 °API) y Agbami (Nigeria 47.5 - °API), cuyos precios FOB a junio 2019, en \$/B, son: 71.2; 59.55; y 73.2, respectivamente. El precio de la nafta cruda para el mes de junio 2019 promedio los 55 \$/B.

Una comparación para costo crudo FPO de 20 y 15 \$/B y un diluyente de 35 °API, se puede ver en el ANEXO I. [Grafica 6](#).

En un escenario hipotético, y partiendo que un barril de liviano de 35 °API, puede producir 3 barriles de crudo mejorado Merey 16, las reservas de crudo liviano de Venezuela de 12.1 GB consumirían 36.3 GB de extrapesado para producir crudo Merey. Es decir, solo el 14 % de las reservas de extrapesado.

Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla

Académico, Ing. Nelson Hernández

Conclusiones

El uso de la tecnología de mezclado de petróleo es rutinario a nivel de los refinadores, para aumentar el precio de venta o la capacidad de procesamiento de un petróleo crudo de menor grado mezclándolo con un crudo de mayor grado y mayor precio. El objetivo es producir petróleo crudo mezclado según una especificación objetivo al costo más bajo utilizando el petróleo crudo de costo mínimo más alto.

De lo expresado en el presente documento, se puede inferir lo siguiente:

- Los volúmenes de crudo FPO tienen valor cero, si su explotación no se realiza mediante tecnologías de mejoramiento
- Para explotación a mediano y largo plazo, del crudo FPO, la tecnología de plantas de mejoramiento (pequeñas refinerías) es una de la más indicada técnica y económicamente. El uso de mezclado directo de crudo FPO con diluentes, debe ser para explotaciones a corto plazo (...las llamadas producciones tempranas)
- Malas praxis gerenciales hicieron inoperativas las 4 plantas mejoradoras de crudo FPO, construidas bajo la modalidad de las asociaciones estratégicas para el desarrollo de las Faja, y que fueron transformadas en Empresas Mixtas en el 2006.
- Producto de la inoperatividad de las plantas mejoradoras, el gobierno ha recurrido al mejoramiento del crudo FPO por medio de mezclas de crudos más livianos como diluentes. Esta técnica tiene la particularidad de que el diluyente se queda en la mezcla, lo cual la hace menos atractiva económicamente
- El crudo sintético (FPO mejorado) a obtener es un crudo Merey 16, el cual es el crudo marcador de Venezuela
- La optimización del beneficio de la mezcla vendrá dado por un menor precio del diluyente y una calidad del mismo no menor a 30 °API. En otras palabras, tener un diluyente de alta calidad al menor precio.
- En un escenario hipotético, y partiendo que un barril de liviano de 35 °API, puede producir 3 barriles de crudo mejorado Merey 16, las reservas de crudo liviano de Venezuela consumirían solo el 14 % de las reservas de extrapesado para producir crudo Merey.
- La producción de 1 MBD de crudo Merey, vía mezcla, necesitarían 333 kBD de diluentes (121 MB al año), que a un precio actual de 70 \$/B representa una erogación de 8470 millones de dólares, si este diluyente es comprado internacionalmente.

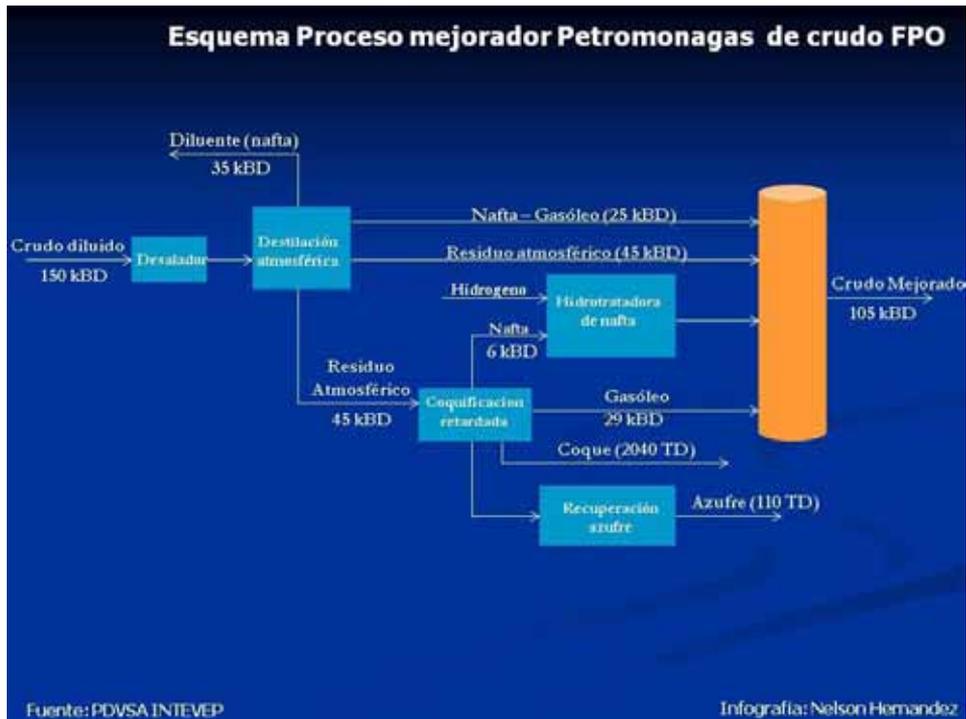
ANEXO I

Graficas Complementarias

Grafica 1

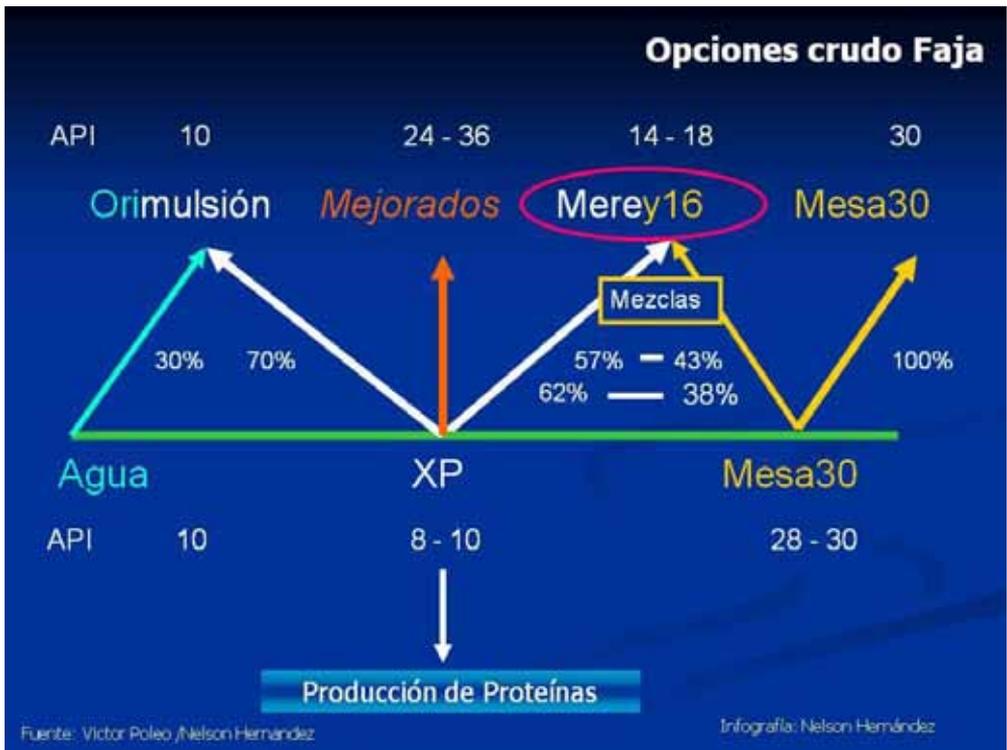


Grafica 2



Economía Crudo Merey 16, Vía Mezcla
Académico, Ing. Nelson Hernández

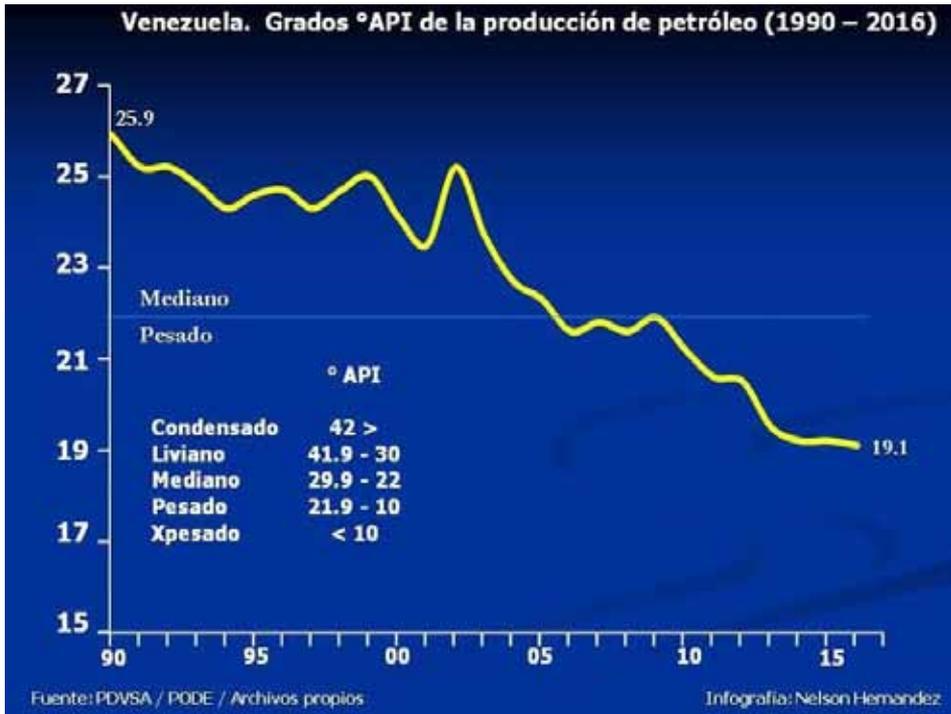
Grafica 3



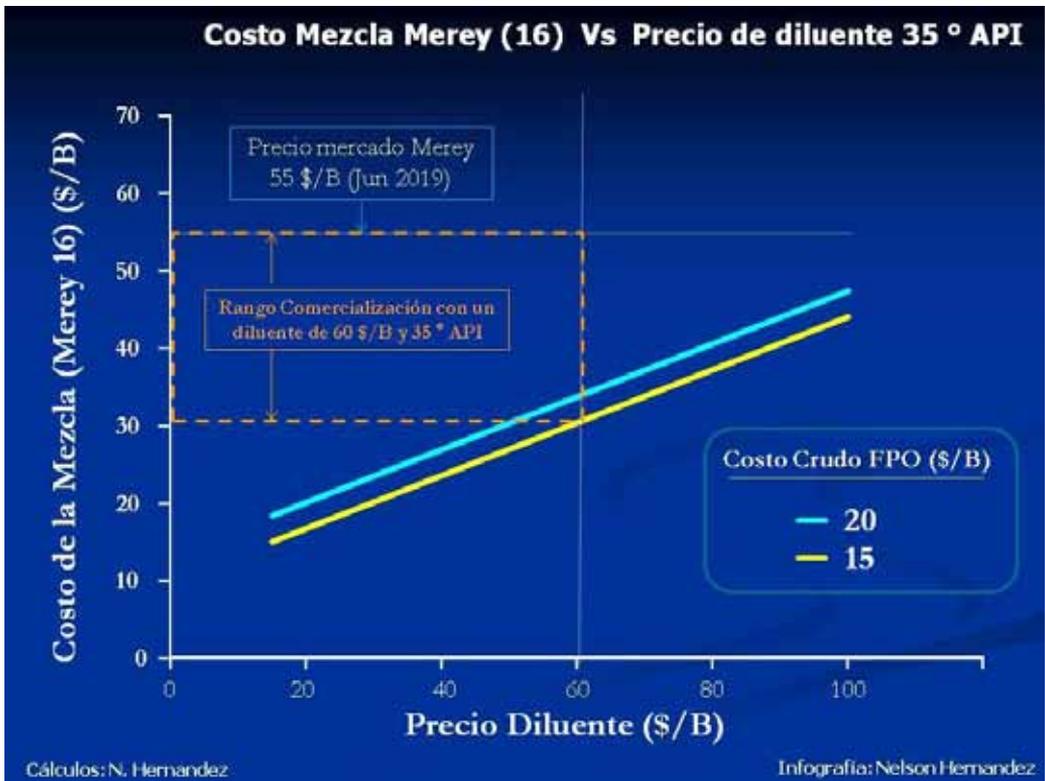
Grafica 4

Venezuela. Características del crudo Merey 16					
CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO		HIDROCARBUROS LÍQUIDOS		INFORMACIÓN GENERAL	
GRAVEDAD API 60 °F	API	15,9	CROMATOGRAFÍA DE GASES		
GRAVEDAD ESPECÍFICA 60/60 °F	Adm	0,9600	PIE-20	20-100 100-150 150-200	
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 100 °F	cSt	791,9	% VOL	LOS DATOS ANALÍTICOS EN ESTA HOJA REPRESENTAN LOS DE UNA EVALUACIÓN COMPLETA REALIZADA EN JUNIO DEL 2005 EN INTEVEP.	
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 122 °F	cSt	329,8	C1 y C2		0,004
AZUFRE	% Peso	2,71	C3		0,089 0,0136 0,0029 0,0004
CONTENIDO DE PARAFINAS	% Peso	5,63	ISO C4		0,116 0,0000 0,0019 0,0004
PUNTO DE FLUIDEZ	°C	-15	N-C4		0,292 0,0408 0,0044 0,0011
FACTOR DE CARACTERIZACIÓN K (UOP)	Adm	11,40	ISO-C5		0,218 0,0383 0,0072 0,0020
H2S EXISTENTE	ppm p/p	<1	N-C5		0,201 0,1222 0,0079 0,0019
PRESIÓN DE VAPOR REID	100°F, psi	2,06	C6+		0,093
PUNTO DE INFLAMACIÓN	°C	12			
CONTENIDO DE SAL	lbs / Mbbs	21,8			
CLORUROS INORGÁNICOS	ppm p/p	35			

Grafica 5



Grafica 6



ANEXO II

El Gran Sistema de Dilución para el Crudo FPO

Edmundo Salazar

<https://www.aporrea.org/energia/a259469.html>

Estimado General Quevedo, Venezuela, PDVSA, necesita un Gran Sistema de Dilución que resuelva el problema de producción, transporte, mejoramiento y comercialización del Petróleo Extrapesado que se extrae y que se extraerá de La Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez. ¿Por qué? Porque, a futuro, Ud. lo sabe, la producción petrolera de Venezuela dependerá más y más del petróleo extrapesado de La Faja, lo cual hará, o ya está ejerciendo presión para mas producción de petróleo liviano, petróleo condensado, nafta y petróleo mejorado de los campos petroleros tradicionales, de las refinerías y de los mejoradores de Venezuela. Esto ha obligado a PDVSA y las empresas mixtas que operan en La Faja a satisfacer, parte de sus necesidades de diluyente con la compra de nafta y petróleo liviano de otros países. El Diluyente proporcionado por el Gran Sistema de Dilución que se construya, se utilizará, tanto para la producción del petróleo extrapesado que alimentará a los mejoradores, como para la preparación del petróleo diluido para su venta final. Sin este Gran Sistema de Dilución no serán posible los futuros planes de producción de La Faja. General Quevedo, la solución, a largo plazo del suministro de diluyente, no puede depender de un poquito de condensado de Anaco, otro poquito de El Furrial y Santa Bárbara, otro poquito de Guafita, otro poquito de las refinerías, y otros poquitos de aquí y de allá. No se puede resolver el problema, a largo plazo, de la Dilución del petróleo extrapesado de La Faja con poquitos de diluyente de aquí y de

allá,. De allí la necesidad del Gran Sistema de Dilución. La cuestión de los mejoradores la trataré en el futuro cercano.

¿Qué será el Gran Sistema de Dilución de Petróleo Extrapesado de Venezuela?

Será una infraestructura empresarial e industrial caracterizada por:

1. Una Empresa Mixta de Dilución compuesta por los 4 mayores productores de petróleo extrapesado de La Faja con participación accionaria igualitaria. Por supuesto, con inclusión del Estado Venezolano a través de la figura jurídica que corresponda. Esta empresa no tiene que ser una filial de PDVSA.
2. Ingenierías conceptual, básica y de detalle propias de un proyecto de la magnitud del Gran Sistema de Dilución que constará, al menos, de Puertos de desembarque del o los diluyente(s) en un(os) puerto(s) nuevo(s) o existentes como Jose, Guaraguao y El Palito; sistemas de descarga, patios de tanques y bombeo no solo en los puertos sino también en la (las) estación(es) de distribución de diluyente en las ubicaciones que mas convengan en La Faja.
3. Un financiamiento del Gran Sistema de Dilución por parte de La Banca de Inversión de los países a los cuales pertenecen los socios de dicho Sistema.
4. Un esquema de recuperación de la inversión que será garantizada por la Empresa Mixta de Dilución a la Banca de Inversión.
5. Suplidores confiables de petróleos livianos, de 35 o más grados API, que pudieran ser Rusia y algunos productores OPEP.

6. Sistema de distribución, en el campo de las cantidades de diluyente que necesita cada productor de petróleo de La Faja;
7. Sistemas de medición de cantidades de diluyente que entran y salen del Gran Sistema de Dilución.
8. Esquema de Precio del Diluyente que se venda, por parte de la Empresa Mixta, a las empresas mixtas que operan en La Faja
9. La mejor selección posible del personal que laborará en todos sus procesos del Gran Sistema de Dilución.

Es posible que me lleguen algunas ideas que puedan mejorar esta propuesta, la cual no pretende ser un anteproyecto, y con gusto las incluiré y las haré llegar a donde corresponda.