

PETRÓLEOS MEXICANOS

La devastadora patología que enfrenta el país



PETRÓLEOS MEXICANOS

La devastadora patología que enfrenta el país¹



SÍNTESIS

A raíz de la contracción de la demanda de crudo de casi 10% a tasa anual a nivel internacional, ocasionada por el paro de actividades económicas y el exceso en el nivel de producción, el precio para la mezcla mexicana de petróleo se ha desplomado a niveles nunca antes

¹ La información aquí usada proviene de fuentes oficiales de información. Para el caso de la producción de petróleo por campo la frecuencia de medición es mensual de enero de 1996 a junio de 2020 y proviene del Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH) de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH); la información relacionada con costos de producción se recaba a partir de los reportes presentados por Pemex a la Securities and Exchange Commission (SEC); y los volúmenes de exportación con frecuencia mensual para 2020 se toman de la base de datos institucional de Pemex.

vistos. Ante este contexto, Petróleos Mexicanos (Pemex) mantuvo su ritmo de producción cercana a los 1.73 millones de barriles diarios en el mes más crítico (abril) –aunque al mes de julio se contrajo a 1.55 millones de barriles diarios,² su nivel más bajo en 40 años–, lo que le produce pérdidas en la extracción. Por ejemplo, en el campo en Akal donde el costo de producción promedio (sin considerar impuestos ni gastos de administración) es de 17.27 dólares por barril, el precio promedio en el mes de abril fue de 12.23 dólares por ba-

² Considerando solo las asignaciones (sin migraciones), la producción fue de 1.48 millones de barriles diarios.

rril, por lo que se tuvo una pérdida de 5.04 dólares por cada barril que se extrajo. Por tanto, sólo la producción de petróleo le generó a Pemex una pérdida bruta de al menos 82.6 millones de dólares durante el mes de abril, ya que solo tres de 199 campos activos generó utilidades en la extracción. Sin embargo, considerando los gastos administrativos, las pérdidas en la producción de petróleo ascienden a los 12,723 millones de pesos³ durante el segundo trimestre de 2020.

PETRÓLEO, UNA ADICCIÓN QUE NOS HACE CADA VEZ MÁS DAÑO

La pandemia encontró a México en un entorno de debilidad económica que aceleró la contracción de la demanda global, y también un parón inducido de la oferta agregada que ha terminado por deprimir la actividad económica. Tal contracción ha traído efectos drásticos sobre el mercado internacional de hidrocarburos. De hecho, también desde antes de la pandemia, los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) tenían que

reducir su oferta en aproximadamente 10 puntos porcentuales con el objeto de darle soporte a los precios.

No obstante, la contracción de la demanda llevó a incrementar los inventarios de petrolíferos a niveles históricos durante el mes de abril de 2020. El exceso era tal, que sobraba petróleo en el mundo y no había lugar en dónde guardarlo, ni tampoco se requería como meses antes. Ello condujo a precios negativos del petróleo, un evento no observado antes en los mercados. Sin embargo, en Pemex Exploración y Producción (PEP), la estrategia a seguir fue continuar con la extracción y no contraer la oferta.

La manera en la que el mundo retome sus actividades determinará la demanda de petróleo en el corto plazo y, en lo general, cuánta energía más se requerirá como son petrolíferos y electricidad. La información con la que contamos en este momento es que en 2020 toda la economía global, y en particular la mexicana, se contraerá drásticamente y la recuperación será relativamente lenta.

³ A precios de 2013.

¿CUÁLES SON LOS INDICIOS DE UNA RECUPERACIÓN?

Con base en indicadores de alta frecuencia elaborados por la Universidad de Harvard,⁴ se observa que el consumo privado en Estados Unidos no muestra una recuperación robusta, mismo que es el componente de mayor peso y dinamismo en dicha economía. El mercado norteamericano es el de mayor importancia para los productos mexicanos de exportación, sobre todo tratándose de petróleo, ya que dicho mercado representa el 65.4% de las ventas de Pemex al exterior.

Por su parte, los cambios vistos en materia de movilidad urbana en los últimos meses han llevado al mundo a una concientización acerca de la mejora del medio ambiente por la disminución de la actividad económica. Lo anterior puede terminar perpetuando algunas formas de trabajo, como por ejemplo el *home office* o la medida de 4X10 que se pretenden implementar en la CDMX, entre otras propuestas que disminuirían la movilidad. Así también el uso intensivo de otros medios de transporte como la bicicleta y el incremento en la extensión de ciclovías, a las que se han visto inducidas algunos gobiernos locales en el país.

⁴ <https://tinyurl.com/y5bkkkg35>



Imagen: Una plataforma de PEMEX en el Golfo de México Foto: Gustavo Miranda en <https://www.proceso.com.mx/501172/petroleras-extranjeras-se-aduenan-del-golfo-mexico>

La contracción de la demanda que sufre la industria de la aviación debido a las múltiples restricciones a la movilidad en el mundo, disminuirá de igual manera la demanda de turbosina tanto como se prolonguen dichas restricciones. Tales condiciones pueden tener serias implicaciones sobre el consumo de hidrocarburos⁵ y, en general, en el consumo energético.

Así también, la regulación en el uso de petrolíferos en el mundo se ha endurecido en los últimos años. Destacan la relacionada con la cuota de venta de automóviles eléctricos en Europa, como las restricciones en el uso de combustóleo en grandes embarcaciones a nivel internacional. En el aspecto global, tanto los países como las principales compañías del ramo han optado por contraer la oferta de petróleo y sus inversiones, debido a las expectativas de lenta recuperación del mercado.

La regulación en el uso de petrolíferos en el mundo se ha endurecido en los últimos años

⁵ En esta sección nos limitamos a tratar aquellas afectaciones sobre el mercado de hidrocarburos. Un análisis más profundo puede verse en la primera sección del reporte trimestral.

ESTRATEGIA PERDER-PERDER

Ante este contexto, la decisión del ejecutivo federal en México ha sido la de incrementar la producción de petróleo crudo y de llegar en el corto plazo a los 1.8 millones de barriles por día. Esta cifra es mucho menor a la meta original del gobierno de producir 2.4 millones de barriles diarios. En una declaración del 21 de abril,⁶ el Presidente de la República habló de incrementar el volumen de refinación para efectos de reducir las importaciones de gasolina, pero ello tendría como efecto la reducción de las exportaciones de petróleo. Es decir, la producción de petróleo puede tener dos destinos: exportación o colocación al interior –para su posterior refinación– por parte de Pemex, al tiempo que cualquier excedente pasa a formar parte de los inventarios. En el primero de los casos, el principal destino es Estados Unidos. Sin embargo, la contracción en la demanda externa provocó la caída en las exportaciones del 15.8% entre enero y mayo del presente año y de 21.9% entre enero y abril del mismo año para el caso de las exportaciones al continente americano.

En cuanto al mercado interno, el petróleo tiene como principal destino la transformación en petrolíferos,

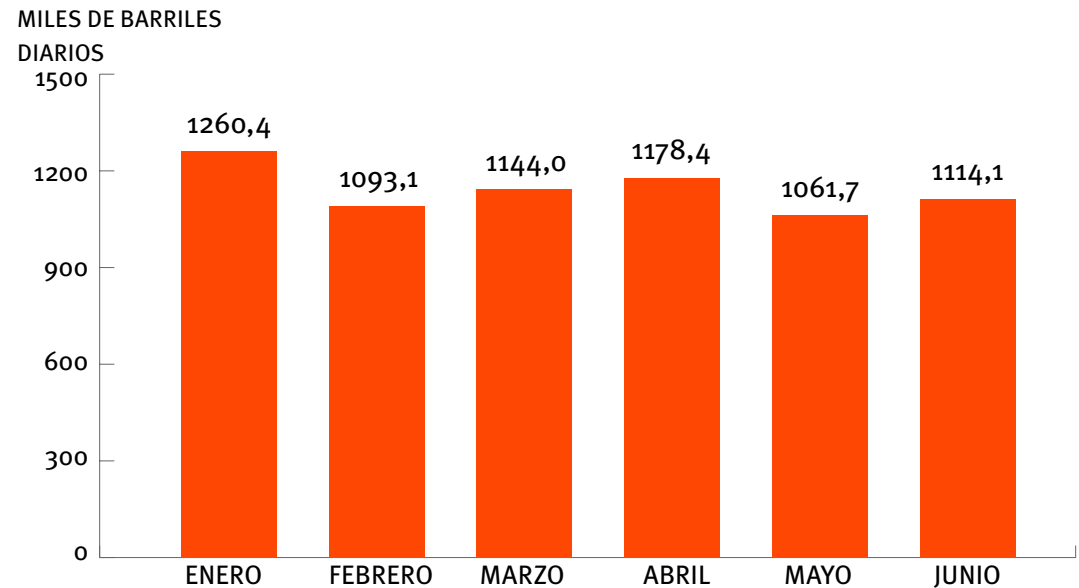
⁶ <https://tinyurl.com/y47eebyt>.

tales como la gasolina, el diesel, gas licuado de petróleo, combustóleo, turbosina, entre otros. Dichos productos finales son destinados a su venta en el interior para distintos usos. Durante los últimos meses la demanda de gasolina se contrajo en 40%, y la contracción del diesel fue de 35% a tasa anual.

A pesar de las claras señales de mercado, se mantuvo constante el volumen de producción de petróleo durante abril. Y con las exportaciones contrayéndose al igual que la demanda interna por petrolíferos, dicha estrategia tuvo como resultado inmediato el incremento en la refinación debido al exceso de oferta generada en el corto plazo, pero así también se incrementó el nivel de inventarios de petrolíferos.

Por su parte, incrementar la refinación tiene el efecto de acrecentar la producción no sólo de gasolina sino también de combustóleo, el cual es un petrolífero con una baja demanda en el mercado (tanto interno como externo) por sus altos niveles de azufre. Su colocación al interior tiene como uso la generación de energía eléctrica en las plantas de ciclo combinado de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) (que están configuradas para funcionar con gas natural) y que genera contaminantes PM2.5, los cuales son altamente nocivos para la salud. De acuerdo con el

GRÁFICA 1. VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO 2020



Fuente: Elaboración propia con información del Sistema de Información Energética (SIE).

Health Effects Institute y el Institute for Health Metrics and Evaluation, el combustóleo es el causante de 32,800 muertes al año en México (tantas como la delincuencia).⁷ Además, estudios recientes muestran que la prolongada exposición a dicho tipo de contaminante incrementa en 8% la tasa de mortalidad frente al COVID-19.⁸

CAMPOS PETROLÍFEROS EN TERAPIA INTENSIVA

El reto entonces para Pemex es operar en un contexto de precios bajos y contracción de la demanda y, como para toda empresa, maximizar los beneficios. Para ello se debe cumplir al menos con una premisa: los ingresos deben ser mayores a los costos.

Existen campos con costos de producción directos diferenciados. Es decir, lugares en donde es más o menos costosa la extracción de petróleo. Es el caso del campo en Akal (uno de los de mayor importancia dadas sus reservas), el cual tiene un costo de producción promedio de 17.27 dólares por barril. El cos-

⁷ <https://tinyurl.com/y6pfrzrz>.

⁸ <https://tinyurl.com/yxjcl7f6>.



Imagen: Petróleos Mexicanos (Pemex) Foto: Agencia Reforma en <https://www.elimparcial.com/mundo/Pemex-es-la-novena-empresa-mas-contaminante-del-mundo-20191010-0012.html>.

to promedio en Ku-Maloob-Zaap (los campos con las mayores reservas probadas) es de 10.37 dólares y en el resto de los campos dicho costo es de 16.32 dólares por barril. En general, el costo promedio de la sola extracción por campo es de 14.06 dólares. En abril el precio promedio fue de 12.23 por barril, y aumentó a 36.43 dólares por barril en promedio al mes de julio. Dado que a estos costos es necesario aumentar los impuestos, derechos y costos administrativos y de distribución de Pemex, el negocio de extracción de crudo a precios bajos lo vuelve inviable en tal región.

TABLA 1. PRODUCCIÓN, COSTO PROMEDIO DE PRODUCCIÓN POR CAMPO Y UTILIDAD (PÉRDIDA) BRUTA, ABRIL DE 2020

CAMPO	PRODUCCIÓN (MILES DE BARRILES DIARIOS)	COSTO PROMEDIO DE PRODUCCIÓN (DÓLARES)	PRECIO PROMEDIO (DÓLARES)	INGRESOS (MILLONES DE DÓLARES)	COSTO TOTAL (MILLONES DE DÓLARES)	UTILIDAD (PÉRDIDA) BRUTA (MILLONES DE DÓLARES)
Akal	39,8	17,27	12,23	14,6	20,6	-6,0
Ku	73,6	10,37	12,23	27,0	22,9	4,1
Maloob	364,3	10,37	12,23	133,7	113,3	20,3
Zaap	292,7	10,37	12,23	107,4	91,1	16,3
Resto de los campos	956,2	16,32	12,23	350,8	468,1	-117,3
					Total	-82,6

Fuente: Elaboración propia con información de la CNH y SEC.

Lo anterior implica que desde la extracción, Pemex perdió 5.04 dólares por barril durante abril en el campo de Akal; en los campos de Ku-Maloob-Zap apenas tuvo un excedente de 1.86 dólares por barril. En el resto de los campos tuvo una pérdida de 4.09 dólares por barril. Y en promedio tuvo una pérdida de 1.83 dólares por cada barril de petróleo que Pemex extrajo durante el mes más crítico, abril. Esto implica que solo la extracción –considerando 1,726.6 miles de barriles diarios– le generó pérdidas a Pemex del orden de los 82.6 millones de dólares (a precios de

mercado) durante el mes de abril, esto sin considerar impuestos, derechos y gastos de administración y de distribución. Es decir, esta medición subestima la pérdida (utilidad) de producción de petróleo de la empresa, pero es suficiente para mostrar la crítica situación que afronta.⁹

⁹ Para un cálculo más preciso es necesario el precio promedio por barril para cada uno de los campos, dado que el precio de referencia para la mezcla mexicana corresponde al de una canasta de crudos. Más adelante se muestra una aproximación al costo de producción introduciendo los gastos administrativos, lo que refleja de mejor forma la realidad operativa de Pemex.

Aún en el mes de mayo, la empresa petrolera se enfrentó a graves problemas ante la incertidumbre de los mercados internacionales, cuando el precio promedio fue de 24.72 por barril. Esto compensa la reducción en las exportaciones de casi 16% con respecto al mes de enero, a pesar de la ligera recuperación de las exportaciones a Estados Unidos.

A partir de la información disponible a nivel de campos, se puede observar que existe una fuerte dependencia por un pequeño conjunto de campos para cumplir con las metas de producción y minimizar las pérdidas generadas por la extracción en los pozos más costosos. Al mes de junio de 2020, hubo 199 campos que se encuentran produciendo, y a partir de la información de la SEC antes expuesta, sabemos que 196 de ellos operó con ingresos negativos (98.5% del total) durante el mes de abril.

Al analizar los datos de los campos de Akal, Ku-Maloob-Zap así como los seis con mayor producción al mes de junio de 2020, nos podemos percatar que los mejores años para Pemex se han ido. El pico en la producción en el campo en Akal marcó un antes y después en el nivel de producción del país.¹⁰ El incre-

¹⁰ El punto más elevado de producción de petróleo entre diciembre de 2018 y julio de 2020 fue de 1,746.8 miles de barriles al día (incluyendo la participación de privados), lo que

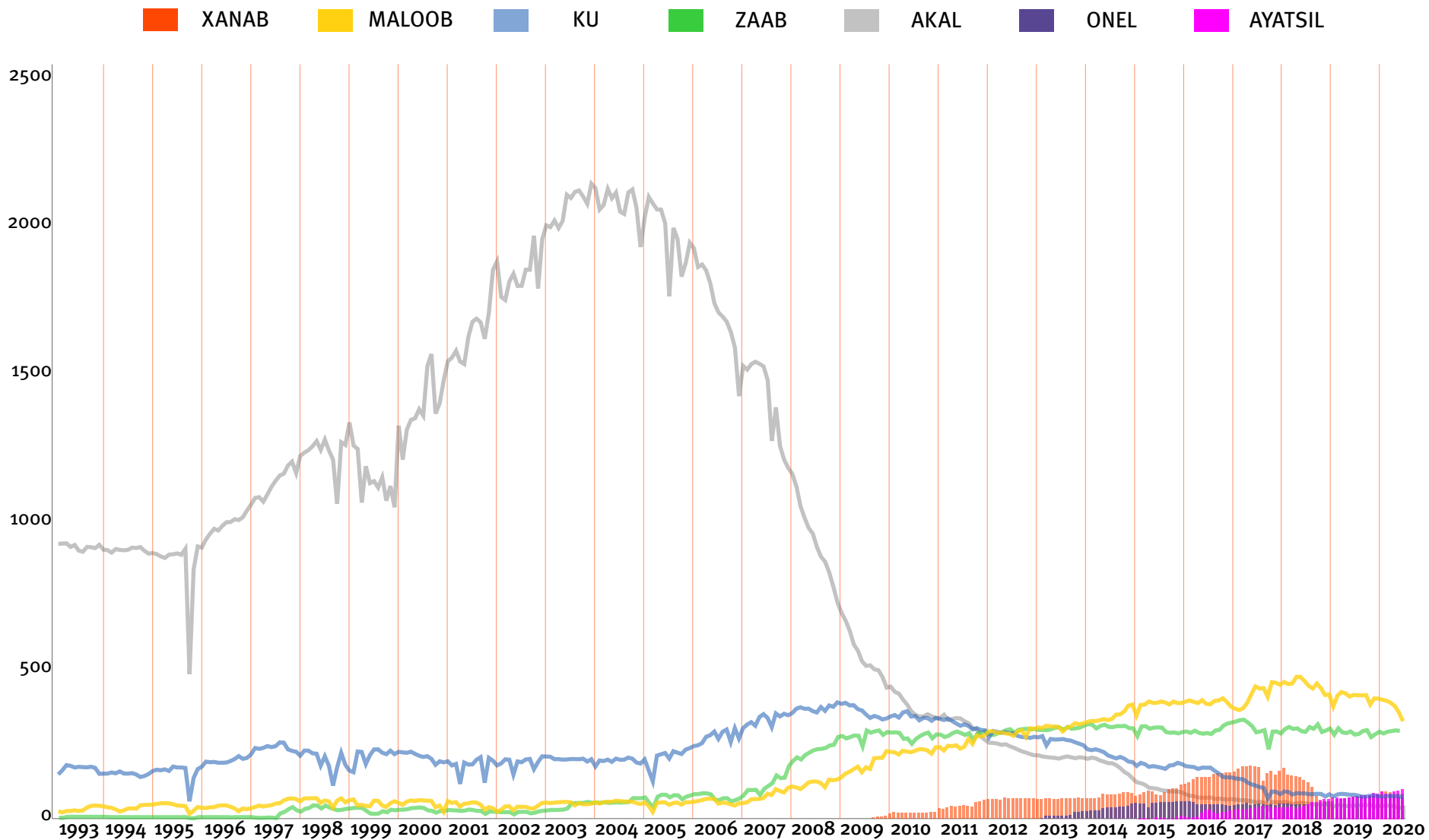
Al analizar los datos de los campos de Akal, Ku-Maloob-Zap así como los seis con mayor producción al mes de junio de 2020, nos podemos percatar que los mejores años para Pemex se han ido.

mento en los precios en los años posteriores al pico en la producción vino acompañado de un declive tendiendo a su agotamiento, que fue compensado parcialmente por el incremento en la producción de los campos de Ku-Maloob-Zap como se puede observar en la Gráfica 2.

Mientras más tiempo tarde en aceptarse lo que los datos nos dicen, la situación de la empresa puede empeorar. El que algún día fue el campo más prolífico

representa el 83% del máximo nivel de producción solo del campo en Akal en diciembre de 2003, y el 50.6% con respecto del máximo histórico de producción de Pemex.

GRÁFICA 2. VOLUMEN DE PRODUCCIÓN EN LOS PRINCIPALES CAMPOS



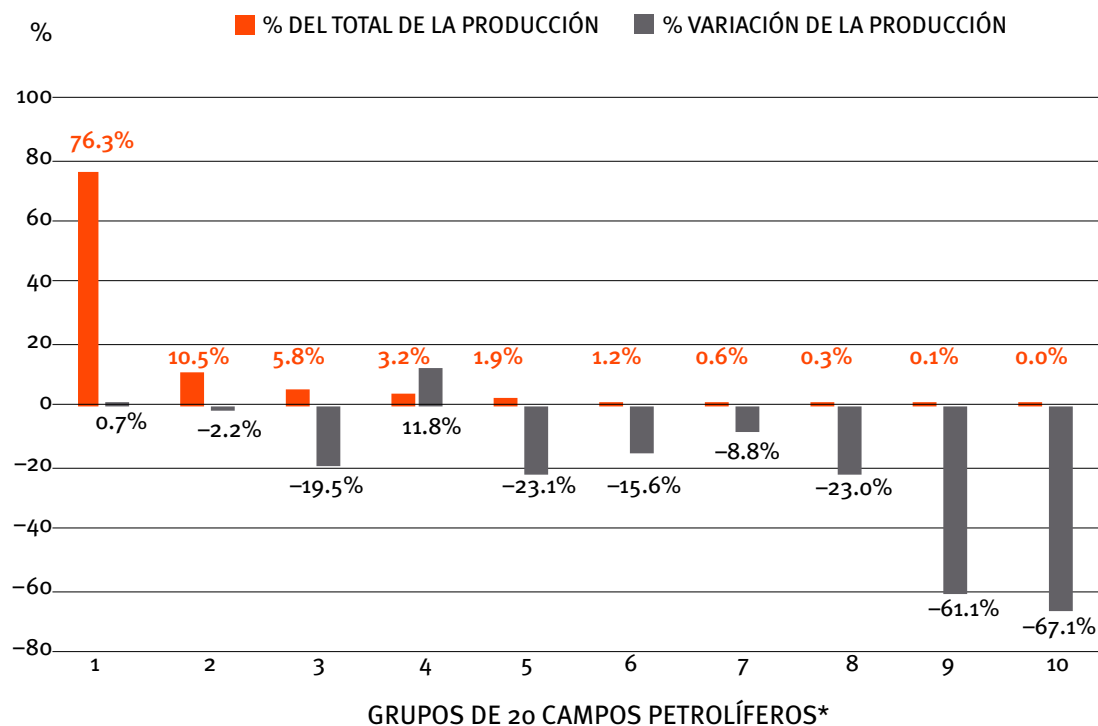
Fuente: Elaboración propia con información de la CNH

se ha agotado, y extraer de ese campo más petróleo genera pérdidas. Y quizás sea muy temprano para decir que los campos de mayor producción Maloob y Zaap han llegado a un punto máximo de producción, pero al menos el primero alcanzó un máximo de producción en abril de 2018 y el segundo en marzo de 2017. A partir de ahí su producción se ha estancado e incluso en los últimos meses su producción ha decaído, incluso antes de que tuviéramos una disminución en la actividad económica en marzo de 2020.

En la Gráfica 3 se puede observar el comportamiento de la producción en grupos de 20 campos por esfera.¹¹ La aportación al total de la producción se expresa por el tamaño de la misma y su respectivo crecimiento está dado sobre el eje vertical. El grupo con mayor producción de petróleo representa el 76.3% del total y tiene una tasa de crecimiento de 0.7% de junio de 2019 a junio de 2020. En cambio, 8 de los 9 conjuntos restantes presentan tasas de crecimiento negativas en el mismo periodo, los cuales concentran el 20.5% del total de la producción. De mantener ambos grupos dichas tasas de crecimiento, el nivel de producción en el futuro cercano no superará los 1.8 millones de barriles al día en lo que resta del 2020.

¹¹ A excepción del primer grupo que está conformado por 19 campos.

GRÁFICA 3. VARIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN (%), JUNIO DE 2020 RESPECTO JUNIO DE 2019, POR CAMPOS



*Cada grupo está conformado por 20 campos (con excepción del primer grupo que se conforma de 19, ordenados de manera descendente, donde el grupo 1 contiene los (19) campos con mayor producción y el 10, aquéllos (20) con la menor producción.

Fuente: Elaboración propia con información de la CNH.

Por otro lado, las reservas 1P¹² han venido en decadencia desde 2001, las cuales se han reducido 73.2% entre 2001 y 2020. De igual manera, dichas reservas para los 19 campos con mayor producción (19+) a junio de 2020 se han reducido 67.8%. Y entre 2003 y 2020 las reservas de los 19+ han visto mermada su participación en el total, pasando del 67.2% al 59.8%.

Ahora bien, la única forma de incrementar las reservas probadas es a través de nuevos hallazgos y esos se pueden realizar a través de la exploración, actividad que ha sido afectada negativamente en su inversión dados los números rojos de la compañía. Pemex está en una encrucijada.

PRODUCCIÓN Y SU IMPACTO EN LAS FINANZAS

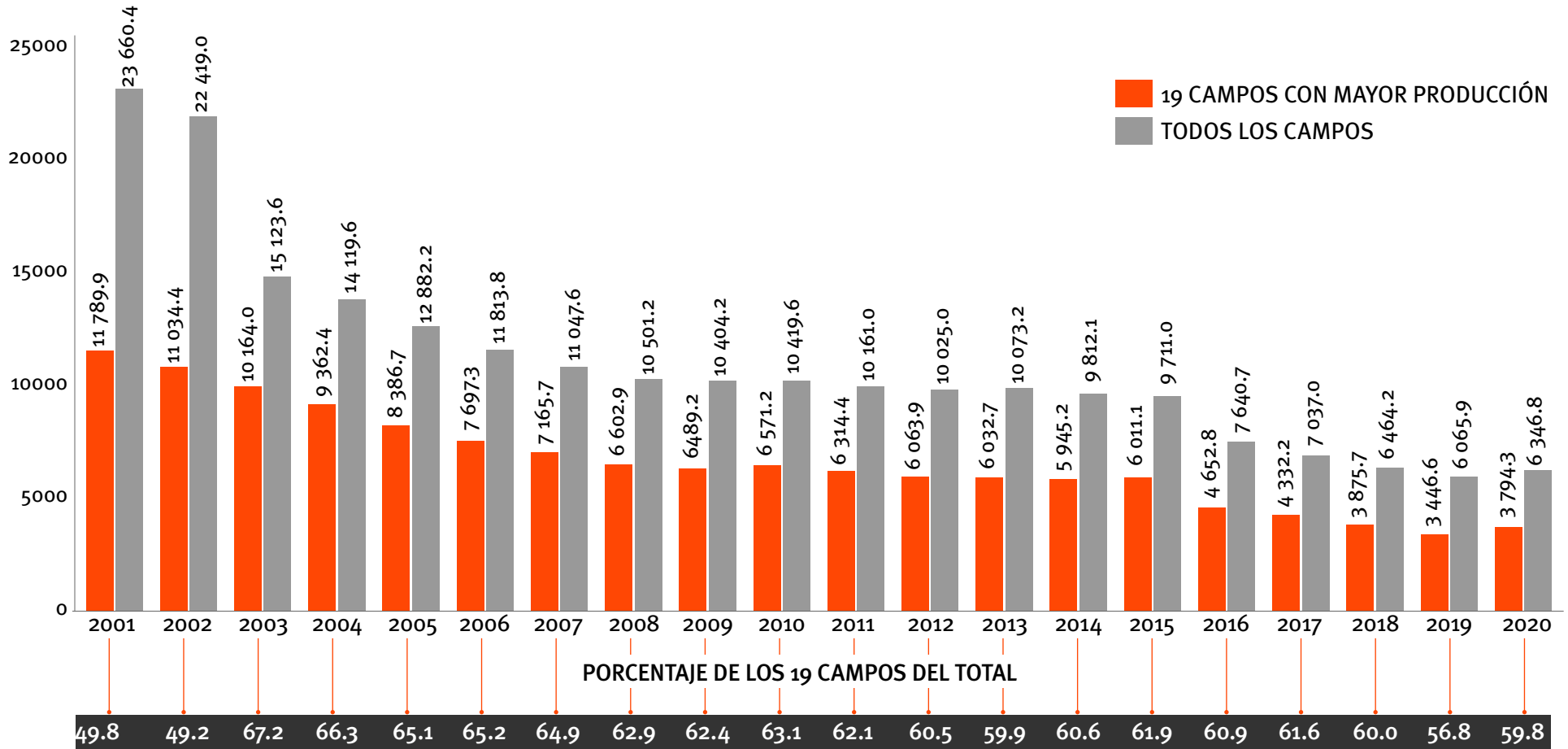
Todo lo anterior es relevante por el hecho de que la principal línea de negocio de la empresa ha sido la extracción. Bajo el panorama actual, los resultados al final del ejercicio pueden terminar siendo más que catastróficos, si consideramos que durante los me-

¹² Las reservas 1P son aquellas con probabilidad de al menos 90% de que el volumen a recuperar sea igual o mayor a lo calculado.



Imagen: Unificación de un yacimiento compartido entre una empresa privada Foto en <https://www.economista.com.mx/empresas/Pemex-va-por-su-segunda-unificacion-de-un-yacimiento-con-un-privado-en-aguas-someras--20200902-0029.html>

GRÁFICA 4. EVOLUCIÓN DE RESERVAS PROBADAS 1P TODOS LOS CAMPOS Y LOS 19 CON MAYOR PRODUCCIÓN



Fuente: Elaboración propia con información de la CNH.

ses de enero a junio del 2019 dicho segmento presentaba mejores resultados que los de ahora, y a pesar de ello la empresa tuvo pérdidas considerables.

Durante el segundo trimestre de 2020 las pérdidas saltan a la vista. La empresa apenas tuvo un rendimiento bruto favorable (5.6% respecto del total de los ingresos), pero la diferencia con el mismo periodo del año pasado es de -88.8% en términos reales. Solo para el segmento de exploración y producción el

rendimiento bruto se redujo en 97.9%. Dicha línea de negocio solo obtuvo 1 peso de utilidad por cada 100 pesos que vendió, 99 pesos fueron costos.

Después de dicha utilidad bruta hay que considerar los gastos administrativos y el pago de las amortizaciones. Pero solo añadiendo el costo administrativo al rendimiento bruto, sin considerar el deterioro (reversa) de pozos, ductos, propiedades, plantas y equipo; tenemos como resultado lo más próximo a

TABLA 2. INFORMACIÓN FINANCIERA PARA LOS SEGMENTOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL Y EL TOTAL DE PEMEX (MILES DE MILLONES DE PESOS, 2013=100) 1/2

MILES DE MILLONES DE PESOS DE 2013 (CIFRAS REDONDEADAS A ENTEROS)*	ABRIL - JUNIO DE 2020			ABRIL - JUNIO DE 2019			VARIACIÓN ANUAL REAL (%)		
	Concepto**	EP	TRI	Total	EP	TRI	Total	EP	TRI
Ventas totales	71	83	137	147	189	286	-52	-56	-52
Deterioro (Reversa) de pozos, ductos, propiedades, plantas y equipo	9	5	14	26	1	3	-67	583	311
Costo de lo vendido	62	85	115	87	192	214	-29	-56	-46
Rendimiento (pérdida) bruto	1	-7	8	34	-3	68	-98	141	-89
Gastos de distribución y transportación	0	5	4	0	5	4	-46	-9	-7
Gastos de administración	22	13	29	11	10	26	105	32	12
Rendimiento (pérdida) de operación	-21	-25	-22	22	-16	40	-192	49	-156

TABLA 2. INFORMACIÓN FINANCIERA PARA LOS SEGMENTOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL Y EL TOTAL DE PEMEX (MILES DE MILLONES DE PESOS, 2013=100) 2/2

MILES DE MILLONES DE PESOS DE 2013 (CIFRAS REDONDEADAS A ENTEROS)*	ABRIL - JUNIO DE 2020			ABRIL - JUNIO DE 2019			VARIACIÓN ANUAL REAL (%)		
	CONCEPTO**	EP	TRI	Total	EP	TRI	Total	EP	TRI
Costo financiero	-27	-2	-29	-24	-2	-24	16	44	22
Ingreso financiero	12	0	3	14	1	2	-10	-92	11
Utilidad (Pérdida) en cambios - Neta	33	2	37	13	3	17	159	-28	119
Total de derechos, impuestos y otros	11	0	18	79	0	78	-86	-	-77
Rendimiento (pérdida) neta	-8	-25	-33	-48	-15	-40	-84	68	-17

Fuente: Elaboración propia con información de Pemex.

*El estado financiero presenta los conceptos más relevantes para dos segmentos de negocio, por lo que la suma de los parciales puede no ser igual a los totales;

**EP: Exploración y Producción; TRI: Transformación Industrial

la utilidad de la producción de petróleo, lo que nos da como resultado una pérdida de -12,723 millones de pesos.

Hay que considerar también que el daño no solo lo recibe Pemex, sino también el erario público al contribuir dicho segmento de la empresa en menor medida. Además, el gobierno federal tomó la decisión gubernamental de reducir la carga fiscal a Pemex. Así, el pago de impuestos y derechos en el segundo trimestre de 2019 fue de 79 mil millones de pesos, el

cual se redujo a solamente 11 mil millones en el segundo trimestre de 2020: -85.9% en términos reales.

Por su parte, el rendimiento de operación disminuyó en un 192.5% para el caso de exploración y producción, y la empresa en su conjunto tuvo una reducción del 155.6% al cierre del segundo trimestre de 2020 respecto al mismo trimestre de 2019. En parte la diferencia se explica porque otras líneas de negocio presentan variaciones positivas. No obstante, ambas caídas son en suma inquietantes. Tampoco debemos

dejar de observar el incremento en gastos de administración durante el segundo trimestre de 2020, de 104.8% en Pemex Exploración y Producción, opuesto al comportamiento de los ingresos y casi nueve veces superior al incremento en el gasto administrativo de toda la empresa.

Dado que el negocio de transformación industrial (refinación) genera pérdidas, cada barril adicional enviado a refinación produce más pérdidas. Dada la decisión de la empresa de disminuir las ventas al exterior y dirigirlas a la transformación (ya sea de gasolinas, diesel, turbosina, combustóleo, entre otros), las pérdidas brutas en el sector de transformación industrial casi se duplicaron con respecto al año pasado. La pérdida de operación fue de -24,600 millones de pesos.¹³ Es decir, Pemex pierde desde la extracción de petróleo y pierde aún más al refinarlo.

Pemex pierde desde la extracción de petróleo y pierde aún más al refinarlo.

¹³ Los montos están expresados en pesos de 2013.

CONCLUSIONES:

UN CHOQUE ...DE REALIDAD

Con la recuperación de los precios internacionales por el incremento gradual en la actividad económica, las perspectivas han mejorado con relación a abril de este año. Sin embargo, las expectativas no dejan de manifestar un escenario pesimista mientras el apuntalamiento de Pemex siga siendo uno de los objetivos prioritarios del gobierno federal, aunque esta estrategia no esté dando los resultados esperados.

Dado el nivel de producción actual y la tendencia a la baja de las reservas probadas, es técnicamente imposible plantear una meta de 1.8 millones de barriles por día en el corto plazo, incluso con el incremento de la producción de empresas privadas. Aunado a ello, la inversión en exploración ha decrecido, con lo que se limita la capacidad de crecimiento de la producción en el mediano y largo plazos.

Sin embargo, en el remoto caso de lograr incrementar la producción y decidir refinar en México el crudo, las pérdidas de la empresa aumentarán y los efectos en el mercado interno serán devastadores dado el grave deterioro de las refinerías. Enviar una mayor

cantidad de crudo a la refinación implica aumentar la producción de combustóleo, el cual se utiliza en las centrales eléctricas de ciclo combinado para la generación de electricidad, lo que conducirá al alza en el costo de producción. Finalmente dicha utilización tendrá efectos nocivos sobre la salud debido al incremento en la contaminación del aire.

La situación financiera de la empresa exige financiamiento para nuevas inversiones en el principal negocio de la empresa: la exploración y la producción. Sin embargo, el costo del financiamiento internacional se irá incrementando a medida que el riesgo se eleve con el deterioro de la empresa y se mantengan sus perspectivas negativas. Es impostergable evaluar

los costos de oportunidad de la empresa a razón de lo que sea mejor para ella misma y el país. Se debe encontrar un mejor camino para la seguridad energética y uno en que la empresa tenga viabilidad financiera en el mediano y largo plazos.

Alertamos entonces sobre el escaso flujo de efectivo que genera Petróleos Mexicanos en su principal línea de negocio, que se vuelve insuficiente para hacer frente a sus pasivos de corto plazo. Ante un mercado deprimido, con gastos administrativos en constante crecimiento, y con una muy baja rentabilidad, las preguntas son, ¿cómo se resolverá el problema y a qué costo? y ¿de dónde provendrá la inyección de capital a la empresa?



