

PEMEX

Anatomía de la viabilidad

Diagnóstico financiero y operativo despolitizado. Elasticidades, requerimientos de capital, focos rojos y escenarios de viabilidad a 5, 10 y 25 años.

USD 34–41

BREAK-EVEN
UPSTREAM / BARRIL

USD 95–105

BREAK-EVEN
CONSOLIDADO / BARRIL

33 / 100

ÍNDICE EMCH2-PMX50
VIABILIDAD ESTRUCTURAL

La tesis en cinco líneas

- **El upstream no es el problema.** Con el Derecho Petrolero para el Bienestar al 30%, el barril marginal genera ~USD 30 de margen de caja y opera con un break-even de USD 34–41.
- **El problema es todo lo demás.** Refinación deficitaria, pasivo laboral de 1.51 billones de pesos y rezago con proveedores llevan el break-even consolidado a USD 95–105 por barril.
- **Producir más no cierra la brecha.** Hacerlo solo con barriles exigiría duplicar la producción de líquidos: no existe ese capex ni ese subsuelo.
- **La mejora reciente es real pero no operativa.** La baja de deuda proviene de notas precapitalizadas y vehículos financieros, no de generación de flujo.
- **La restricción no es cuánto se invierte, es la rentabilidad marginal del capital que entra.**

EL NÚMERO QUE ORDENA LA DISCUSIÓN

USD 12–16 mil M

BRECHA INTEGRAL ANUAL – AMORTIZACIONES, PROVEEDORES Y OBLIGACIONES PENSIONARIAS

Cerrarla con producción exige	+1.1–1.5 Mbd
Producción de líquidos 2T26	1,658 Mbd
Implica	~2× actual

Por eso el saneamiento es un problema de estructura de pasivos y de portafolio, no un problema de metas de producción.

El balance al segundo trimestre de 2026

MXN 4.01 bn

PASIVOS TOTALES
-2.8% A/A

USD 77.5 mil M

DEUDA FINANCIERA
-9.1% VS CIERRE 2025

MXN 1.51 bn

PASIVO LABORAL
37.6% DE PASIVOS TOTALES

MXN 374 mil M

PROVEEDORES RECONOCIDOS
AMESPAC ESTIMA >USD 20 MIL M

OPERACIÓN – SEÑALES POSITIVAS

Producción total 2T26	2,447 Mbpced (+4.6%)
Líquidos	1,658 Mbd
Proceso de crudo en SNR	1,008 Mbd (+2.9%)
Destilados de alto valor 1T26	65.7% (vs 53.9% 1T24)
Ingresos 1S26	MXN 876 mil M
Utilidad operativa 2T26	MXN 85.5 mil M

RESULTADO – LA CONTRADICCIÓN

Resultado neto 1T24	+MXN 4.7 mil M
Resultado neto 1T25	-MXN 43.3 mil M
Resultado neto 1T26	-MXN 46.0 mil M
Deterioro de activos 1T26	-MXN 14.3 mil M
Carga tributaria / ingresos	13% (vs 27% en 2018)
Capital contable	Negativo

Con precio favorable, carga fiscal en mínimos históricos y utilidad operativa duplicada, la empresa sigue perdiendo dinero a nivel neto. Ese es el diagnóstico.

El barril marginal sí funciona

CONCEPTO	USD / BARRIL
Ingreso mezcla Maya	65.00
Derecho Petrolero para el Bienestar (30%, sin deducciones)	-19.50
Costo de extracción (lifting)	-13.00
Transporte y manejo	-2.50
Margen de caja	+30.00
Capex amortizado (USD 25 mil/bpd, 8 años)	-8.60
Margen full-cycle	+21.40

Supuestos EMCH2: Maya USD 65/b, TC 18.50. Sin efecto de cobertura petrolera ni de estímulos fiscales discrecionales.

LECTURA

USD 34–41 / b

BREAK-EVEN UPSTREAM

- La carga fiscal pasó de 65% en 2019 al 30% actual; los impuestos totales cayeron de 27% de ingresos en 2018 a 13% en 1T26.
- El régimen ya se simplificó: un solo derecho, más exención de ISR por el cambio de naturaleza jurídica.
- Con estos parámetros, el E&P mexicano compite. **No hay margen relevante adicional que extraer por la vía fiscal en upstream.**
- Corolario incómodo: si el barril deja USD 30 de caja y la empresa pierde dinero, la destrucción de valor está aguas abajo y en el pasivo.

Qué cuesta cada barril nuevo

TIPO DE ACTIVO	USD / BPD INSTALADO	PAYBACK	CICLO A PRIMER ACEITE	VEHÍCULO NATURAL
Campos maduros · EOR · infill	12 000 – 20 000	1.5 – 2.0 años	6 – 18 meses	Capex propio · contratos de servicio
Aguas someras	25 000 – 35 000	2.5 – 3.5 años	2 – 4 años	Contratos mixtos
Gas terrestre (Burgos, Ixachi)	10 000 – 18 000	3 – 4 años	1 – 3 años	Farm-out · mixto
Aguas profundas (Trion, Zama)	55 000 – 70 000	6 – 8 años	5 – 8 años	Socio operador internacional

PRIORIDAD 1

Maduros y EOR. Menor intensidad, menor ciclo, mayor certidumbre geológica. Es el capital que más rápido se convierte en flujo.

PRIORIDAD 2

Gas terrestre. Sustituye importación, alimenta petroquímica y reduce exposición al precio de importación de gas natural.

PRIORIDAD 3

Aguas profundas. Estratégicas para reservas, pero con ciclos que exceden el horizonte fiscal. Solo con socio que absorba riesgo.

Las tres palancas que mueven el resultado

ELASTICIDAD 1 · VOLUMEN

+100 Mbd

PRODUCCIÓN SOSTENIDA ADICIONAL

USD 1.1 mil M

FLUJO ANUAL (≈ MXN 20 MIL M)

Costo: USD 2.0–2.5 mil M en someras y maduros; USD 6–7 mil M si se busca en aguas profundas.

ELASTICIDAD 2 · PRECIO

+USD 1 / b

MEZCLA MAYA, SOBRE 1,658 MBD

USD 425 M

FLUJO ANUAL

Palanca exógena y volátil. Sirve para dimensionar riesgo, no para construir una estrategia de saneamiento.

ELASTICIDAD 3 · MARGEN · LA DECISIVA

+USD 1 / b

MARGEN NETO DE REFINACIÓN, SOBRE 1,008 MBD

USD 365 M

FLUJO ANUAL

No requiere geología, ni perforación, ni ciclo de descubrimiento. Solo decisiones de portafolio.

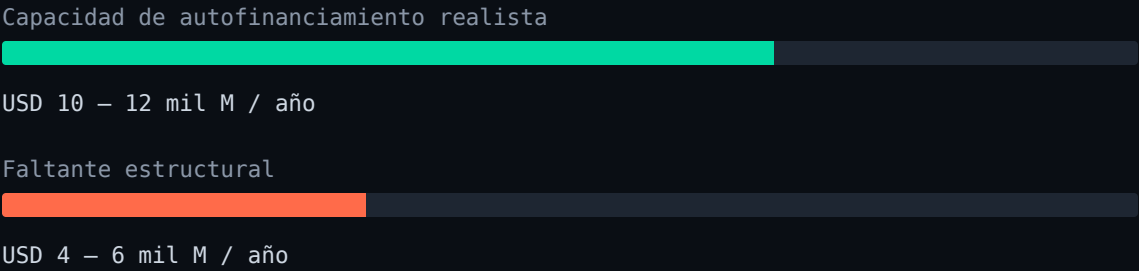
La equivalencia que define la estrategia: si la refinación destruye del orden de USD 10 mil millones anuales, equivale a **+900 Mbd de producción fantasma** – barriles que costarían **USD 23 mil millones de capex** crear. Corregir el downstream es el barril más barato del balance.

Cuánto hay que invertir para sostener y crecer

CONTRA UNA DECLINACIÓN NATURAL DE 10–12%

Reposición anual necesaria para no caer	170 – 190 Mbd
Capex de mantenimiento (sin crecer un barril)	USD 9 – 11 mil M / año
Capex de crecimiento hacia 2.0–2.2 Mbpced	USD 5 – 6 mil M / año
Requerimiento total	USD 14 – 17 mil M / año
Horizonte	6 – 8 años
Acumulado	USD 95 – 125 mil M

QUIÉN LO PAGA



Ese faltante es exactamente el tamaño de la apertura privada que se requiere. Ni más – no se necesita entregar el upstream. Ni menos – sin él, el plan no cierra.

Referencia: la inversión programada 2026 asciende a MXN 425 mil M (+34% vs 2025), pero incluye refinación, petroquímica y logística, no solo E&P.

Por qué producir más no cierra la brecha

BREAK-EVEN CONSOLIDADO

USD 95 – 105 / b

PRECIO MAYA NECESARIO PARA CUBRIR OPERACIÓN, SERVICIO DE DEUDA, AMORTIZACIONES, PROVEEDORES Y DEVENGO PENSIONARIO

Maya de referencia	USD 65 / b
Diferencial estructural	-USD 30 a -40 / b
Brecha anual	USD 12 – 16 mil M

Este es el número que revela que el equilibrio de Pemex no es un problema de inversión.

LA ARITMÉTICA DE CERRARLA SOLO CON BARRILES

Brecha anual	USD 12 – 16 mil M
Margen de caja por barril	USD 30
Producción adicional requerida	+1.1 – 1.5 Mbd
Producción de líquidos actual	1,658 Mbd
Meta oficial del Plan Estratégico	1,800 Mbd
Faltante frente a la meta oficial	~1,000 Mbd

Ni el capex ni el subsuelo permiten ese salto en el horizonte relevante. La meta de 1.8 Mbd, aun cumpliéndose íntegramente, no vuelve viable a la empresa. El saneamiento tiene que venir de la estructura de pasivos y del portafolio de negocios.

Focos rojos, ámbar y verdes

ROJO • ESTRUCTURAL

- Break-even consolidado de USD 95–105/b contra un Maya de ~USD 65.
- Pasivo laboral de MXN 1.51 billones, +2.7% vs cierre 2025 y 37.6% de los pasivos totales.
- Capital contable negativo.
- Crack spread negativo en refinación (–USD 3.9/b en 2025) frente a ~USD 20/b de Aramco y ExxonMobil.
- Rezago con proveedores: MXN 374 mil M reconocidos; AMESPAC estima más de USD 20 mil M.
- MXN 250 mil M reclasificados a pasivos contractuales con calendarios de hasta ocho años: no es pago, es diferimiento.
- Deterioro de activos de MXN 14.3 mil M en 1T26 por paros no programados.

ÁMBAR • VIGILANCIA

- Pérdida neta persistente: –MXN 46 mil M en 1T26, peor que 1T25 pese a mejor precio y menor carga fiscal.
- La reducción de deuda proviene de notas precapitalizadas y vehículos de Hacienda y Banobras, no de flujo operativo.
- Contratos mixtos con take efectivo de 85–90%; impacto estimado en producción de apenas ~2%.
- Vida de reservas 1P por debajo del umbral de diez años que fija el propio plan.
- Meta de cero aportaciones federales desde 2027 sin un puente de flujo verificable.
- Presupuesto 2026 con recorte de 8.05% en exploración y extracción frente a mayor gasto en refinación.

VERDE • ACTIVOS DE LA TESIS

- Utilidad operativa de MXN 85.5 mil M en 2T26 contra pérdida operativa de MXN 11.1 mil M un año antes.
- Ingresos de MXN 876 mil M en 1S26, el mayor nivel desde 2022.
- Deuda financiera en USD 77.5 mil M, mínimo de once años.
- Mejora de calificación crediticia por primera vez en once años.
- Rendimiento de destilados de alto valor de 65.7% frente a 53.9% en 1T24.
- Producción total de 2,447 Mbpced, +4.6% anual, con la declinación de maduros compensada.
- Régimen fiscal upstream ya competitivo al 30%.

Las palancas, cuantificadas

PALANCA	FLUJO ANUAL (USD MIL M)	CAPEX (USD MIL M)	HORIZONTE	DIFICULTAD
+300 Mbd en maduros, EOR y aguas someras	3.3	6 – 8 multianual	2 – 4 años	Baja
Reconfigurar o salir de refinación deficitaria	6 – 8	2 – 4 (o desinversión positiva)	1 – 3 años	Alta
Migración pensionaria a cuentas individuales universales	2 – 3	0 (costo laboral)	3 – 5 años	Alta
Monetizar midstream, almacenamiento y petroquímica	1 recurrente	Negativo: +8 a 12 de entrada	1 – 2 años	Media
Normalizar cadena de proveedores y recuperar productividad	0.8 – 1.2	–	1 – 2 años	Media
Total palancas operativas	13 – 16	8 – 12 neto	–	–

LO QUE LAS PALANCAS NO RESUELVEN

USD 30 – 40 mil M

RECAPITALIZACIÓN DE BALANCE REQUERIDA

Liquidación del rezago con proveedores más prefondeo de la transición pensionaria. No es inversión productiva: es absorción fiscal o conversión a capital. Ningún barril la recupera.

SOBRE EL ESQUEMA GOOD BANK / BAD BANK

Es viable, pero la separación correcta no es por activo bueno y malo, sino por generador de caja contra absorbedor de caja con obligación social. El "bad Pemex" no debe venderse: debe ser un vehículo de resolución con mandato explícito de liquidación ordenada de pasivos laborales y activos de refinación, fondeado con el flujo del "good Pemex" y con calendario cerrado. Vender activos malos a descuento sin resolver el pasivo laboral solo transfiere el problema al balance federal.

El problema no es cuánto capital, es a qué rentabilidad

GOVERNMENT TAKE EFECTIVO	NIVEL	TIR DEL SOCIO
Contratos mixtos actuales en México	85 – 90%	Un dígito
Proyectos no convencionales comparables	60 – 65%	18 – 22%
Ajuste propuesto	→ ~65%	Competitivo

Referencia de AMEXHI sobre cargas fiscales comparables. La brecha explica por qué los 10–11 contratos mixtos firmados tienen un impacto estimado de apenas ~2% en producción.

Bajar el take de ~87% a ~65% no cuesta un peso de capex y mueve la TIR del socio de un dígito a 18–22%. Ese ajuste vale más que cualquier programa de inversión pública que Hacienda pueda fondear en el horizonte.

COMPETENCIA POR EL CAPITAL GLOBAL

El capital de E&P no elige entre invertir en México o no invertir. Elige entre México, Guyana, Permian y el presal brasileño. A take de 87% México no está en la conversación.

DISEÑO CONTRACTUAL MÍNIMO VIABLE

- Recuperación de costos antes del reparto, con tope y auditoría.
- Escalonamiento del take por rentabilidad realizada (R-factor), no por volumen.
- Operatorship real en campos donde el socio aporta tecnología de recuperación.
- Certidumbre de arbitraje y de estabilidad regulatoria por la vida del contrato.
- Pago puntual como cláusula: hoy muchos contratistas son simultáneamente acreedores, lo que encarece cada peso de inversión privada que entra.

Sin estos cinco elementos, la apertura es nominal y el faltante de USD 4–6 mil M anuales sigue sin cubrirse.

5 años · 2026 – 2031

INERCIAL · PROB. 40%		REFORMA PARCIAL · PROB. 45%		REFORMA INTEGRAL · PROB. 15%	
Capex	10–11 mil M/año	Capex	13–14 mil M/año	Capex	16–17 mil M/año
Producción líquidos	1.60–1.70 Mbd	– del cual privado	~4 mil M	– del cual privado	~6 mil M
Pérdida en refinación	6–8 mil M/año	Producción líquidos	1.85 Mbd	Producción líquidos	2.00 Mbd
Transferencias federales	8–10 mil M/año	Pérdida en refinación	3–4 mil M/año	Take mixto	~65%
Deuda financiera 2031	72–78 mil M	Transferencias federales	4–5 mil M/año	Transferencias federales	0 desde 2030
Proveedores	18–22 mil M	Deuda financiera 2031	62–68 mil M	Deuda financiera 2031	55–60 mil M
Break-even consolidado	~95 USD/b	Break-even consolidado	~78 USD/b	Break-even consolidado	~62 USD/b
La deuda se contiene con ingeniería financiera, no con flujo. Costo fiscal acumulado del quinquenio: USD 45–55 mil M.		Reconfiguración de dos trenes ineficientes, maquila de crudo pesado y take mixto ajustado a ~75%.		Requiere salida de gasolinas deficitarias, migración pensionaria universal y recapitalización de USD 30–40 mil M al inicio del periodo.	

Punto de decisión del quinquenio: el diferencial entre el escenario inercial y el integral es de aproximadamente **USD 33 por barril de break-even** – es decir, la diferencia entre depender de un precio que el mercado rara vez sostiene y operar con holgura en el rango de precio observado.

10 años · 2026 – 2036

VARIABLE	INERCIAL	REFORMA PARCIAL	REFORMA INTEGRAL
Producción de líquidos 2036	1.30 – 1.40 Mbd	1.90 – 2.00 Mbd	2.20 – 2.30 Mbd
Vida de reservas 1P	< 6 años	9 – 10 años	12 – 14 años
Deuda financiera	Vuelve a crecer · > 85 mil M	~55 mil M	< 45 mil M
Deuda neta / EBITDA	> 6×	3.0 – 3.5×	1.8 – 2.2×
ROIC	Negativo	4 – 6%	9 – 11%
Break-even consolidado	> 105 USD/b	~70 USD/b	~55 USD/b
Autofinanciable con Maya a 70 USD	No	Sí	Sí, con holgura
Costo fiscal acumulado 2026–2036	USD 90 – 120 mil M	USD 35 – 50 mil M	USD 30 – 40 mil M (frontal)

EL COSTO DE NO DECIDIR

El escenario inercial es el **más caro** de los tres para el erario: USD 90–120 mil M en una década contra una recapitalización frontal de USD 30–40 mil M. La diferencia es que el costo inercial se paga en cuotas invisibles y sin contraparte de valor.

EL UMBRAL QUE DEFINE LA DÉCADA

Grado de inversión **standalone** – sin garantía soberana implícita – solo se alcanza en el escenario integral. Ese es el hito que independiza definitivamente el costo de fondeo de Pemex del de la Federación y libera espacio fiscal permanente.

25 años · 2026 – 2051

A este horizonte la variable dominante deja de ser el balance y pasa a ser la **demanda terminal de hidrocarburos**. Los principales escenarios de referencia sitúan el pico de demanda global de crudo entre 2030 y 2035. Todo activo de refinación con ciclo de recuperación mayor a quince años enfrenta riesgo de varamiento.

INERCIAL · PEMEX COMO PASIVO FISCAL PERMANENTE

- Producción por debajo de 0.8 Mbd.
- El pasivo laboral se convierte en el rubro dominante del balance.
- Refinación varada: activos sin valor de reposición ni comprador.
- Transferencias federales estructurales sin horizonte de salida.
- México pasa a ser importador neto de crudo, no solo de refinados.

28 / 100

EMCH2 - PMX50

PARCIAL · PETROLERA MEDIANA FOCALIZADA

- Producción de 1.4–1.6 Mbd sostenida.
- Portafolio concentrado en E&P y petroquímica de valor.
- Refinación reducida a los trenes competitivos.
- Balance saneado pero sin exposición relevante a la nueva matriz energética.
- Viable mientras el precio se sostenga sobre USD 60.

52 / 100

EMCH2 - PMX50

INTEGRAL · HOLDING ENERGÉTICO

- E&P competitivo de 1.6–1.8 Mbd con socios internacionales.
- Químicos y midstream monetizados como negocios separados con capital propio.
- Participación en gas, geotermia, hidrógeno y captura de carbono como línea de negocio, no como narrativa.
- Deuda neta / EBITDA por debajo de 2×.
- Estructura pensionaria cerrada y prefondeada.

71 / 100

EMCH2 - PMX50

Riesgo transversal a los tres escenarios: la ventana para monetizar activos de refinación y midstream se estrecha conforme se acerca el pico de demanda. **El valor de desinversión es una función decreciente del tiempo.**

EMCH2-PMX50 · Viabilidad estructural al 2050



LECTURA ACTUAL · ESCALA 0-100 · HORIZONTE 2050

Marcas en el arco: 28 inercial · 52 parcial · 71 integral. Lectura por debajo de 40 indica una entidad que no es viable de forma autónoma en el horizonte del índice.

COMPONENTES Y PONDERACIONES

COMPONENTE	PESO	SCORE
Sostenibilidad financiera	25%	22
Competitividad upstream	25%	58
Rentabilidad downstream	15%	12
Régimen fiscal y contractual	15%	38
Estructura laboral y pensionaria	10%	25
Adaptación a la transición energética	10%	30
EMCH2-PMX50	100%	33

Media geométrica ponderada encadenada sobre fuentes primarias, consistente con la metodología de la serie Big Picture. Un solo componente supera 50: el upstream. Ese hallazgo es, en sí mismo, la recomendación estratégica.

Siete conclusiones operativas

- **01.** El saneamiento de Pemex no es un problema de producción. Es un problema de estructura de pasivos y de composición del portafolio.
- **02.** El upstream ya es competitivo al 30% de carga fiscal. No hay margen adicional relevante que extraer por esa vía, ni razón para debilitarla.
- **03.** La refinación es el barril más barato del balance: cada dólar de mejora de margen vale USD 365 M al año sin geología de por medio.
- **04.** El esquema good / bad debe separar por generación de caja, no por calidad del activo, y el vehículo de resolución no debe venderse sino liquidarse de forma ordenada.
- **05.** La apertura privada requerida es acotada y cuantificable: USD 4–6 mil M anuales. No implica ceder el control del upstream.
- **06.** El binding constraint es el take efectivo de 85–90% en contratos mixtos. Corregirlo no cuesta capex y es la medida de mayor retorno disponible.
- **07.** El escenario inercial es el más caro para el erario: USD 90–120 mil M en una década frente a una recapitalización frontal de USD 30–40 mil M. **No decidir ya es la decisión más costosa sobre la mesa.**

Secuencia recomendada: primero recapitalizar y cerrar el pasivo pensionario; segundo, resolver el portafolio de refinación; tercero, ajustar el take contractual; y solo entonces escalar el capex de producción. Invertir en barriles antes de sanear el balance reproduce el problema a mayor escala.

Unidades, volumen y métricas financieras

UNIDADES Y VOLUMEN

bpd	Barriles por día.
Mbd	Miles de barriles diarios. 1 Mbd = 1 000 barriles/día.
Mbpced	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente por día. Agrega crudo, condensados y gas convertido a equivalencia energética.
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios de gas.
USD/b	Dólares por barril.
mil M	Mil millones (10 ⁹).
bn · billones	Convención hispana: millones de millones (10 ¹²). MXN 4.01 bn = 4.01 billones de pesos.
Maya	Mezcla mexicana de exportación. Crudo pesado y agrio; referencia de precio de Pemex.
1T · 2T · 1S	Primer trimestre, segundo trimestre, primer semestre.
a/a	Variación anual contra el mismo periodo del año previo.

MÉTRICAS FINANCIERAS

Break-even	Precio del barril al que los ingresos igualan las salidas de efectivo del perímetro analizado.
Margen de caja	Ingreso menos derechos, costo de extracción y manejo. Antes de capital.
Margen full-cycle	Margen de caja menos el capital de desarrollo amortizado por barril.
Capex	Inversión en activos productivos.
EBITDA	Utilidad antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización.
Deuda neta / EBITDA	Apalancamiento medido en veces de flujo bruto anual.
ROIC	Retorno sobre el capital invertido.
TIR	Tasa interna de retorno del proyecto para el inversionista.
Payback	Años para recuperar la inversión con el flujo que genera.
Grado de inversión standalone	Calificación crediticia sin considerar la garantía soberana implícita.

Industria, contratos y balance

CADENA DE VALOR Y OPERACIÓN

Upstream · E&P	Exploración y producción de hidrocarburos.
Midstream	Transporte, almacenamiento y logística.
Downstream	Refinación, petroquímica y comercialización.
SNR	Sistema Nacional de Refinación.
Lifting cost	Costo de extracción por barril.
Declinación natural	Caída anual de producción de un campo sin inversión adicional. 10–12% en el portafolio de Pemex.
EOR	Enhanced Oil Recovery · recuperación mejorada. Inyección de agua, gas, químicos o vapor para elevar el factor de recuperación de un campo maduro.
Infill	Perforación de pozos adicionales dentro de un campo ya desarrollado.
Crack spread	Diferencia entre el valor de los productos refinados y el costo del crudo procesado. Margen bruto de refinación.
Activo varado	Activo que pierde valor antes del fin de su vida útil por un cambio estructural de demanda.

RÉGIMEN CONTRACTUAL, FISCAL Y BALANCE

DPB	Derecho Petrolero para el Bienestar. 30% sobre el valor de los hidrocarburos extraídos, sin deducciones; 11.63% para gas no asociado.
ISR	Impuesto Sobre la Renta. Pemex está exento tras el cambio de naturaleza jurídica.
Government take	Porción del valor del proyecto que capta el Estado vía derechos, impuestos y regalías.
Contrato mixto	Esquema que permite a un privado participar con Pemex en exploración y extracción compartiendo riesgo, costo y beneficio.
Farm-out	Cesión parcial de un bloque a un socio a cambio de inversión.
Operatorship	Control operativo del campo por parte del socio.
R-factor	Mecanismo que escalona el take del Estado según la rentabilidad realizada del proyecto, no según el volumen.
Notas precapitalizadas	Instrumentos de deuda prefondeados por el Estado para cubrir vencimientos de Pemex.
Reservas 1P	Reservas probadas. Vida de reservas = 1P entre producción anual.
Pasivo laboral	Valor presente de las obligaciones pensionarias ya devengadas.

Anexo

FUENTES PRIMARIAS

- Petróleos Mexicanos – Reporte de Resultados no Dictaminados 2T26 y 3T25; Presentación a Inversionistas, junio 2026.
- Plan Estratégico Pemex 2025–2035.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público – Paquete Económico 2026.
- CIEP – Pemex y su Plan Estratégico rumbo al Paquete Económico 2026.
- IMCO – Pemex en la Mira, resultados al 2T26.
- México Evalúa – El rompecabezas financiero de Pemex.
- AMESPAC y AMEXHI – estimaciones de rezago con proveedores y de carga fiscal comparada.
- IMEF – estimación del costo acumulado de la política de refinación.
- Informe de Gobierno – estabilización de la producción de hidrocarburos.

NOTAS METODOLÓGICAS

- Supuestos base: mezcla Maya USD 65/b, tipo de cambio 18.50 MXN/USD, declinación natural de 10–12%.
- Las cifras de intensidad de capital y de break-even son estimaciones EMCH2 construidas sobre rangos de industria y datos públicos de la empresa; no proceden de proyecciones de Pemex.
- Las probabilidades asignadas a los escenarios son juicio analítico de EMCH2.
- El índice EMCH2-PMX50 emplea media geométrica ponderada encadenada sobre fuentes primarias, escala 0–100, horizonte 2050, consistente con la serie Big Picture.
- Documento de análisis estructural. No constituye recomendación de inversión ni asesoría financiera, legal o fiscal.

Documento elaborado PARA Markets & Economic Community (EMCH2).
Enrique Musi Chaya · Founder · Septiembre 2026.