

La Industria Petrolera Restaurada

X.1 Tesis Petrolera

Venezuela posee las mayores reservas de petróleo del mundo (303 Gb certificadas) y un sistema integrado upstream-midstream-downstream que, en su pico de 1998, producía 3.2 millones de barriles diarios. La caída a 0.85 mbd al inicio del Plan Génesis representa la mayor regresión productiva petrolera del siglo XXI. La restauración a **2.5 millones de barriles diarios al Año Diez (escenario base; bull case 2.8 mbd, bear case 2.0 mbd)** es matemáticamente posible, técnicamente conocida (caso Iraq post-2003: 1.3 mbd → 3.0 mbd en 2013, alcanzando 4.6 mbd hacia 2019-2020), y financieramente sustentable bajo el régimen del Génesis.

Régimen tributario aplicable. Las operaciones del sector hidrocarburos del Plan Génesis se desarrollan íntegramente bajo el régimen ZEEG calibrado del Capítulo XCIV, articulado con la Ley Orgánica de Hidrocarburos 2026 (Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.978) bajo el techo estatutario "hasta" de los Arts. 51 y 55–59. La calibración escalonada es 22 % Recovery (Años 1 a 7) y 28 % Mature (Años 8 a 20) sobre revenue bruto upstream; 28 % sobre gas natural y LNG export; refining y petroquímica bajo régimen ZEEG general (22 % Cap. XCIV.3). El government take agregado del sector resultante es 26–32 % en fase Recovery y 56–62 % en fase Mature, conforme el detalle reglamentario del Cap. XXX.1.2 (impuestos petroleros) y la trayectoria fiscal del Cap. XCIV.6.

X.2 Estructura del Sector Restaurado

X.2.1 PDVSA Holding (Reorganización)

PDVSA se reorganiza como holding minoritario que mantiene:

- 30% de las filiales productivas privatizadas (capital pasivo)
- 100% del Centro de Refinación El Palito (refinería estratégica de seguridad energética)
- Infraestructura de transporte estratégica (oleoductos troncales, terminales de exportación)
- 100% de la marca PDVSA y los derechos de licenciamiento internacional

X.2.2 Las Cuatro Filiales Privatizadas Operativas

X.2.2.1 PDVSA Lago de Maracaibo S.A. (LagoMar)

- Activos: Bloques tradicionales de Lago de Maracaibo (Lagunillas, Ceuta, Bachaquero, Tía Juana, La Salina)
- Reservas: ~12 mil millones de barriles
- Producción objetivo Año 7+: 0.55 mbd
- Operador esperado: Chevron (operador histórico antes de sanciones)
- Estructura: 30% PDVSA / 60% Operador / 10% trabajadores
- CAPEX restauración: \$4.5 mil millones (5 años)

X.2.2.2 PDVSA Oriente S.A. (OrienteOil)

- Activos: Bloques convencionales de Anzoátegui, Monagas, Sucre (excluida Faja)
- Reservas: ~8 mil millones de barriles
- Producción objetivo: 0.40 mbd
- Operador esperado: TotalEnergies o ENI
- Estructura: 30% PDVSA / 65% Operador / 5% trabajadores
- CAPEX: \$3.8 mil millones

X.2.2.3 PDVSA Faja del Orinoco S.A. (FajaPet)

- Activos: Cuatro bloques principales de la Faja Petrolífera (Boyacá, Junín, Carabobo, Ayacucho)
- Reservas: ~205 mil millones de barriles (extra-pesado, 8–9° API)
- Producción objetivo: 1.2 mbd (incluye DCO + crudo upgraded)
- Bloques licitados separadamente:
- **Bloque Boyacá:** ExxonMobil + Chevron consorcio (operadores históricos)
- **Bloque Junín:** CNPC + Lukoil (post-resolución sanciones rusas)
- **Bloque Carabobo:** Reliance + Indian Oil + ONGC consorcio indio
- **Bloque Ayacucho:** TotalEnergies + Repsol consorcio
- Estructura por bloque: 30% PDVSA / 60% Operador / 10% trabajadores
- CAPEX agregado: \$25–35 mil millones en 7 años

X.2.2.4 PDVSA Costa Afuera S.A. (CostaMar)

- Activos: Plataforma Deltana, Plataforma de Paria, Cuenca Falcón offshore
- Reservas: 197 Tcf gas + 4 Gb condensado
- Producción objetivo: 5 bcf/día gas + 100 kbd condensado
- Operadores esperados: Shell, Chevron, BP (operador histórico Mariscal Sucre)
- Proyectos: GNL Mariscal (capex \$12B), Plataforma Deltana fases I-IV
- Estructura: 30% PDVSA / 65% Operador / 5% trabajadores

X.2.3 Refinación

X.2.3.1 Centro Refinador Paraguaná (Cardón + Amuay)

- Capacidad: 955 kbd
- Privatización: 70% del capital social
- Operador esperado: ExxonMobil, Chevron, o Saudi Aramco
- CAPEX modernización: \$5 mil millones en 4 años
- Producción objetivo: 700 kbd Year 5

X.2.3.2 Refinería El Palito

- Capacidad: 146 kbd
- **Mantenida 100% PDVSA** como refinería estratégica de seguridad energética
- CAPEX modernización: \$1.5 mil millones (financiamiento mixto: PDVSA + multilateral)
- Función: garantía de suministro doméstico de combustibles

X.2.3.3 Refinería Puerto La Cruz

- Capacidad: 187 kbd
 - Privatización: 70% del capital social
 - Operador esperado: Reliance, Saudi Aramco
 - CAPEX: \$1.8 mil millones
 - Producción objetivo: 150 kbd Year 4
-

X.3 Trayectoria de Restauración Productiva

X.3.1 Producción Petrolera Total (mbd)

| Año | LagoMar | OrienteOil | FajaPet | CostaMar (cond.) | Total | % Capacidad Histórica |
|------------|---------|------------|---------|------------------|-------|-----------------------|
| 2026 (Y0) | 0.20 | 0.10 | 0.50 | 0.05 | 0.85 | 27% |
| 2027 (Y1) | 0.25 | 0.15 | 0.55 | 0.05 | 1.00 | 31% |
| 2028 (Y2) | 0.30 | 0.20 | 0.65 | 0.05 | 1.20 | 38% |
| 2029 (Y3) | 0.35 | 0.25 | 0.75 | 0.06 | 1.41 | 44% |
| 2030 (Y4) | 0.42 | 0.30 | 0.85 | 0.07 | 1.64 | 51% |
| 2031 (Y5) | 0.48 | 0.34 | 0.95 | 0.08 | 1.85 | 58% |
| 2032 (Y6) | 0.52 | 0.37 | 1.05 | 0.09 | 2.03 | 63% |
| 2033 (Y7) | 0.54 | 0.39 | 1.12 | 0.09 | 2.14 | 67% |
| 2034 (Y8) | 0.58 | 0.42 | 1.30 | 0.10 | 2.40 | 75% |
| 2035 (Y9) | 0.60 | 0.43 | 1.36 | 0.11 | 2.50 | 78% |
| 2036 (Y10) | 0.60 | 0.45 | 1.35 | 0.10 | 2.50 | 78% |

Trayectoria canónica del Plan Génesis: 2.5 mbd al Año 10 (escenario base; bull case 2.8 mbd, bear case 2.0 mbd). El escenario base corresponde a la trayectoria de inversión efectiva del capital privado de operadores (Chevron, ExxonMobil, TotalEnergies, Repsol, ENI, CNPC, Reliance) bajo el régimen ZEEG calibrado del Cap. XCIV; el bull case asume cobertura plena de la capacidad upgrading de la Faja Petrolífera al Año 10 (1.5 mbd Faja consolidada) y restauración acelerada de bloques convencionales; el bear case acomoda fricciones de OFAC sequencing, demoras en la modernización del Centro de Refinación Paraguaná, y curvas de aprendizaje más lentas en los bloques operados por consorcios indios y chinos.

X.3.2 Producción de Gas Natural (bcf/día)

| Año | Onshore Asociado | Costa Afuera Deltana | Mariscal Sucre | Total |
|------|------------------|----------------------|----------------|-------|
| 2026 | 1.5 | 0.0 | 0.0 | 1.5 |
| 2030 | 2.5 | 0.5 | 0.0 | 3.0 |
| 2033 | 3.5 | 2.0 | 0.5 | 6.0 |
| 2036 | 4.0 | 3.5 | 1.5 | 9.0 |

X.3.3 Refinación Doméstica (kbd procesados)

| Año | CRP | El Palito | Puerto La Cruz | Bajo Grande | Total |
|------|-----|-----------|----------------|-------------|-------|
| 2026 | 130 | 35 | 30 | 25 | 220 |
| 2028 | 280 | 80 | 70 | 35 | 465 |
| 2030 | 500 | 110 | 110 | 40 | 760 |
| 2033 | 700 | 130 | 150 | 40 | 1,020 |
| 2036 | 800 | 130 | 160 | 40 | 1,130 |

X.4 Análisis Económico Sectorial

X.4.1 Ingresos Brutos Sectoriales – Régimen Estacionario (Año 8)

Bajo el régimen ZEEG calibrado del Capítulo XCIV, con producción upstream restaurada a 2.4 mbd al Año 8 (trayectoria del Cap. X.3.1 actualizada):

| Producto | Volumen | Precio | Ingresos Brutos (mmUSD) |
|-------------------------------------|---------------------------|--------------------------|----------------------------|
| Crudo exportado (Brent ref. \$70) | 1.80 mbd × 365 | descuento \$8/bbl = \$62 | \$40,700 |
| Crudo upgrading Faja (premium) | 0.55 mbd × 365 | \$58 | \$11,640 |
| Refinados domésticos | 1.13 mbd | \$90 (combustible) | \$37,200 |
| Refinados exportación | 0.30 mbd | \$85 | \$9,300 |
| Gas LNG exportado | 1.5 bcf/día × 365 | \$12/mmBtu | \$6,750 |
| Gas natural doméstico | 4.5 bcf/día × 365 | \$4 | \$6,570 |
| Petroquímicos | (consolidado en Pequiven) | | \$4,500 |
| TOTAL INGRESOS BRUTOS SECTOR | | | \$116,660 mmUSD/año |

X.4.2 Ingresos del Estado bajo Régimen ZEEG Calibrado (Año 8)

El régimen tributario aplicable al sector hidrocarburos es el régimen ZEEG calibrado del Capítulo XCIV en articulación con la LOH 2026 (Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.978). La calibración escalonada Recovery-Mature se establece por decreto reglamentario de la Autoridad Económica del Génesis bajo el lenguaje "hasta" estatutario; el Año 8 corresponde al primer año de la fase Mature.

| Concepto | Base imponible (mmUSD) | Tasa | Monto (mmUSD/año) |
|---|---|---|---------------------------|
| Regalía Génesis sobre upstream (Mature, Y8) | \$52,340 (crudo exportado + crudo Faja) | 28% | \$14,655 |
| Regalía Génesis sobre gas natural + LNG export | \$13,320 | 28% | \$3,730 |
| Regalía Génesis sobre refinación doméstica + export | \$46,500 | 22% | \$10,230 |
| Regalía Génesis sobre petroquímicos (Pequiven) | \$4,500 | 22% | \$990 |
| Aporte único nómina 4 % (FCP/Salud/Vivienda) sobre planilla sectorial | \$5,400 | 4% | \$216 |
| IIH (Impuesto sobre Ingresos Hidrocarburos, LOH 2026 Art. 50, complementario) | \$52,340 | hasta 15 % calibrado a 6 % bajo decreto AEG | \$3,140 |
| Dividendo de PDVSA Holding (30 % en filiales) | — | — | \$3,000 |
| Total Ingreso Estado del sector hidrocarburos (Año 8) | | | \$35,961 mmUSD/año |

Government take agregado del sector bajo régimen ZEEG calibrado (Año 8 Mature): aproximadamente \$36 mil millones sobre \$117 mil millones de ingresos brutos sectoriales = 30.8 %. En la fase Recovery (Años 1 a 7) la regalía upstream se calibra al 22 % en lugar del 28 %, produciendo un government take agregado sectorial inicial de 26-28 %. La trayectoria escalonada produce captura fiscal acumulada Y1-Y20 de aproximadamente USD 264 mil millones bajo régimen ZEEG calibrado, conforme el Cap. XXX.1.4.

Esta cifra **reemplaza** el cálculo previo del régimen pre-ZEEG (regalía 20 % upstream + 4 % petroquímicos + 17 % government take agregado) que aparecía en versiones anteriores del manuscrito. La doctrina tributaria operativa del Plan Génesis para hidrocarburos es exclusivamente el régimen ZEEG calibrado del Cap. XCIV en articulación con la LOH 2026 acomodada del Cap.

XXX. La progresión Recovery → Mature provee el incentivo de inversión necesario durante la fase de restauración de capex masivo (\$73 mil millones acumulados) mientras converge hacia el techo estatutario LOH 2026 al alcanzar régimen estacionario.

X.4.3 CAPEX Total del Sector Petrolero – 10 Años

| Componente | CAPEX (mmUSD) |
|------------------------------------|-----------------------|
| LagoMar restauración | 4,500 |
| OrienteOil restauración | 3,800 |
| FajaPet (4 bloques) | 32,000 |
| CostaMar gas (incluye GNL) | 12,000 |
| Refinación | 8,500 |
| Oleoductos y terminales | 6,000 |
| Petroquímica downstream (Pequiven) | 5,000 |
| Capacitación y reskilling | 1,200 |
| TOTAL | \$73,000 mmUSD |

Distribución del financiamiento: 75% capital privado de operadores; 15% bancos comerciales internacionales (con apoyo de ECAs); 10% multilaterales (Banco Mundial-IFC + IDB + CAF).

X.4.4 Empleo Sectorial Restaurado

| Categoría | 2026 | 2036 Objetivo |
|---|---------------|----------------------|
| PDVSA y filiales | 65,000 | 35,000 (right-sized) |
| Operadores privados directos | 5,000 | 25,000 |
| Servicios petroleros (Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford) | 2,000 | 18,000 |
| Construcción y EPC | 8,000 | 35,000 |
| Cadena de proveedores | 12,000 | 80,000 |
| Total Sectorial | 92,000 | 193,000 |

X.5 Comparable Iraq Post-2003

| Métrica | Iraq 2003 | Iraq 2013 | Iraq 2024 (pico ~4.6 mbd 2019-2020) |
|-------------------------------|-----------|-----------|-------------------------------------|
| Producción (mbd) | 1.3 | 3.0 | 4.6 |
| Múltiplo restauración (10 yr) | 2.3x | | 3.5x |
| CAPEX externo acumulado | \$0 | \$90B | \$250B |
| Ingreso por barril a IOC | \$0 | \$1.40 | \$1.80 |

| Métrica | Venezuela 2026 | Venezuela 2036 (Plan, escenario base) |
|---|------------------------|--|
| Producción (mbd) | 0.85 | 2.50 |
| Múltiplo restauración | n/a | 2.94x |
| CAPEX externo proyectado | \$0 | \$73B |
| Ingreso del Estado/Bbl bajo ZEEG calibrado Mature | \$24 (sólo Citgo flow) | \$39–43 (regalía + IIH + dividendos + payroll) |

El múltiplo de restauración planificado (2.94× para escenario base 2.5 mbd; 3.29× para bull case 2.8 mbd) está dentro del rango histórico Iraq-2003-2013, sugiriendo viabilidad técnica del programa. El government take agregado en fase Mature (régimen ZEEG calibrado al 28 % upstream + 22 % downstream + IIH + payroll = ~30 % sobre revenue bruto) ubica a Venezuela cómodamente por debajo del 60-65 % del régimen Iraq de servicio puro y por encima del 17 % del régimen petrolero pre-ZEEG histórico, reflejando el equilibrio diseñado para atraer capital privado de restauración manteniendo captura fiscal soberana defendible institucionalmente.

[Continúa en Capítulo XI: Reconstrucción del Sistema Eléctrico Nacional]