

El horizonte petrolero de Venezuela 2026

Antonio De La Cruz

Director Ejecutivo

24/Feb/2026

En la historia de la energía, los grandes giros rara vez obedecen solo a la geología. Son el resultado de decisiones políticas, arquitectura financiera y realineamientos estratégicos que reconfiguran flujos de capital y cadenas de suministro. Lo que ocurre hoy en Venezuela no es simplemente un repunte cíclico tras años de colapso productivo. Es una operación de rediseño estructural en la que el petróleo vuelve a situarse en el centro de una competencia de poder.

Durante la última década, la política con relación al crudo venezolano osciló entre sanciones punitivas y ventanas selectivas de alivio. En 2026, el enfoque ha cambiado: no se trata de cerrar el grifo, sino de reorientarlo. Desde la faja del Orinoco, el 12 de febrero de 2026, el secretario de Energía de Estados Unidos, Chris Wright, anunció que las autorizaciones para operaciones se procesan de manera continua, "siete días a la semana", con un objetivo explícito: fortalecer la seguridad energética hemisférica bajo estándares regulatorios occidentales.

La transición no es pasiva. Es una reestructuración activa. Washington ha pasado de la asfixia de la producción a la redirección estratégica de los flujos hacia lo que denomina el "mercado limpio": operaciones auditables, trazables y alineadas con el sistema financiero occidental.

Objetivos estratégicos de la reconfiguración

Bajo este nuevo diseño, la política energética estadounidense hacia Venezuela descansa en cuatro pilares:

- Restauración de la transparencia: recuperar producción bajo estándares internacionales de gobernanza, auditoría y cumplimiento.
- Seguridad energética del hemisferio: reforzar el suministro de crudo pesado dentro de la esfera occidental.
- Redirección de capital: canalizar inversión únicamente hacia infraestructura alineada con marcos regulatorios occidentales.
- Expansión acelerada: impulsar un crecimiento del 30-40% en 2026 para consolidar una oferta estable.

Los servicios petroleros y los diluyentes se han convertido en "interruptores estratégicos". Controlar el acceso a naftas y tecnologías críticas permite evitar el colapso físico de los campos mientras se presiona para desplazar actores no alineados.

Perfil de producción 2026: entre la volatilidad y la estabilización

El umbral del millón de barriles diarios (kbpd) es más que un símbolo. Representa el punto en el cual el Estado recupera la capacidad mínima de caja para sostener nóminas, atender deuda y evitar la monetización inflacionaria. Sin embargo, el camino hacia ese nivel ha sido irregular.

Entre octubre de 2025 (958 kbpd, según fuentes secundarias de la OPEP) y enero de 2026, la producción experimentó fricciones operativas significativas, exacerbadas por interrupciones logísticas y cuarentenas navales que impactaron embarques.

Proyección de Crecimiento Trimestral 2026

Período	Producción Estimada (kbpd)	Estado de la Transición
Q1 2026	881	Estabilización post-volatilidad de enero
Q2 2026	945	Crecimiento impulsado por JVs occidentales
Q3 2026	1,012	Superación del umbral crítico de 1M kbpd
Q4 2026	1,091	Consolidación de la expansión anual

La progresión revela una transición frágil pero ascendente. La variable clave no es solo el volumen, sino quién controla los flujos de efectivo derivados de ese volumen.

Estructura de costos y rentabilidad regional

La sostenibilidad depende de la estructura de costos. La faja del Orinoco —epicentro del crudo extrapesado— continúa siendo el motor fiscal.

Análisis de costos y rentabilidad por región

Región Producción	de Producción (kbpd)	Full-Cycle Breakeven (\$/bbl)	Rol Estratégico
Chevron JVs	225	22.7	Núcleo de gobernanza y estabilidad operativa
Faja del Orinoco	525	28.7	Motor de flujo de caja nacional
Occidente	255	34.4	Alta sensibilidad; primera en sentir presión por precios bajos
Oriente	188	35.8	Margen ajustado; región prioritaria para optimización

Estos números revelan un patrón clásico en industrias en recuperación: la producción de menor costo se convierte en el centro de estabilidad, mientras las áreas marginales requieren disciplina de capital y eficiencia operativa.

La faja del Orinoco ha dado muestras de resiliencia, incluso en escenarios de Brent moderado. Occidente y Oriente, al contrario, son más sensibles ante caídas de precios, lo que convierte la disciplina operativa en un imperativo estratégico.

Arquitectura de control financiero: la LG 50A y el dominio del efectivo

El régimen de licencias generales —incluyendo las LG 46A, 48, 49 y 50A— configura una arquitectura en la que el efectivo es el verdadero campo de batalla. El volumen puede fluir; el dinero, no necesariamente.

Las restricciones excluyen entidades organizadas bajo leyes rusas y empresas mixtas controladas por actores chinos o rusos. El mecanismo central es la llamada “trampa de efectivo”.

Mecánica de la trampa de efectivo

- Cuentas en custodia (Escrow): Ingresos retenidos bajo supervisión.
- Bloqueo de dividendos: Prohibición de repatriación de utilidades o servicio de deuda.

Restricciones a EEMM (Rusia/China)

Categoría	Impacto Operativo y Financiero
Operaciones Permitidas	Producción física limitada al mantenimiento básico
Limitaciones Financieras	Bloqueo de repatriación; ingresos capturados en el “Cash Trap”
Inversión (LG 49)	Congelamiento total de capital para expansión con socios no conformes
Insumos Críticos	Restricción de diluyentes (LG 47) y servicios de EE. UU. (LG 48)

El mensaje es claro: producir es tolerable; controlar el flujo de caja no lo es.

El dilema de las empresas mixtas

Cerca de 21% de la producción nacional —aproximadamente 200 kbpd— está vinculada a intereses rusos y chinos.

- China: su influencia es financiera. Los flujos petroleros respaldan acreencias soberanas. Puede actuar como bloqueador en procesos multilaterales si percibe riesgo para el repago.
- Rusia: su apalancamiento es operativo. Sin tecnología occidental ni diluyentes, sus activos enfrentan deterioro acelerado.

La presión está diseñada para inducir transferencia de activos antes de que el desgaste técnico erosione valor irreversible.

El cuello de botella: nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos y agosto 2026

La nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos, promulgada el 28 de enero de 2026, establece una ventana de adaptación de seis meses. Agosto marca el punto de inflexión.

Línea de tiempo de hitos críticos 2026

- **Febrero-Abril:** Rampas de licencias y evaluación de readiness.
- **Mayo-Julio:** Transferencias de activos y renegociaciones.
- **Agosto:** Fecha límite de alineación contractual.
- **Septiembre-Diciembre:** Consolidación o declive de bloques no sustituidos.
- **Curvas de Sustitución Mensual de Barriles Rusia/China (kbpd)**

Escenario	Sustitución Agosto	para Sustitución Diciembre	para Resultado Final
S1: Rápido	140 kbpd	180 kbpd	Transición exitosa; casi toda la producción es "limpia"
S2: Base	100 kbpd	125 kbpd	Recuperación parcial; pérdida moderada
S3: Lento	50 kbpd	20 kbpd	Fallo de reforma; degradación de 80 kbpd

Barriles Netos Capturados para el "Mercado Limpio" (kbpd)

Fecha	S1 (Rápido)	S2 (Base)	S3 (Lento)
Agosto 2026	135	85	20
Diciembre 2026	180	125	20

Sensibilidad del IRR según Precio del Brent

El precio del crudo puede acelerar o distorsionar la reforma.

Región	IRR @\$50	IRR @\$70	IRR @\$90
Faja del Orinoco	61%	151%	218%
Chevron JVs	88%	192%	261%
Oriente	5%	41%	79%

Un Brent en 90 dólares genera abundancia fiscal que puede retrasar reformas estructurales. En cambio, un entorno de 50 dólares obliga a disciplina y eficiencia.

Conclusión: Control, legitimidad y permanencia

La recuperación petrolera venezolana en 2026 no es un evento puramente técnico. Es un ensayo de reorganización financiera y legal en tiempo real. El sistema transita de opacidad de supervivencia a crecimiento vigilado.

El crecimiento proyectado del 30-40% es técnicamente viable. La permanencia dependerá de tres variables:

1. Velocidad de sustitución de capital.
2. Neutralización del bloqueo financiero chino.
3. Mantenimiento continuo de acceso a diluyentes y servicios.

Indicadores que hay que monitorear (próximos 120 días)

Leading:

- Implementación efectiva de cuentas escrow.
- Firmas de transferencia de activos.
- Estabilidad de rutas logísticas de diluyentes.

Lagging:

- Desviaciones de exportaciones hacia circuitos grises.
- Aumento de inactividad de taladros.
- Cumplimiento efectivo de los 23 CPP bajo la nueva ley.

Si la sustitución fracasa, la degradación de aproximadamente 80 kbpd hacia finales de año será difícil de evitar. Si tiene éxito, Venezuela podría cerrar 2026 no solo con más producción, sino con una arquitectura operativa redefinida.

En energía, como enseña la experiencia histórica, la producción es solo el comienzo. Lo decisivo es quién controla el sistema que la sostiene.