



Producción de Hidrocarburos

Argentina — Julio 2026

Convencional, No Convencional y Recuperación Mejorada · Informe mensual

Áreas de concesión · TOP 10 pozos · fractura · destino del crudo · el declino que hay que reponer · agua · rotación de activos

912,9 kbbl/d

Petróleo total país

157,8 MMm³/d

Gas total país

2.010

Etapas de fractura en julio

632

Pozos VM parados o <5 m³/d

Récord de petróleo, freno en la fractura y un declino que hay que reponer

PETRÓLEO TOTAL PAÍS

912,9 kbbl/d

145.146 m³/d · +0,3% m/m · máximo histórico

PETRÓLEO NO CONVENCIONAL

648,9 kbbl/d

71,1% del total · +26,3% a/a · Vaca Muerta 643,1

PETRÓLEO CONVENCIONAL

264,0 kbbl/d

-2,2% m/m (cartera comparable) · -11,2% a/a

GAS TOTAL PAÍS

157,8 MMm³/d

NOC 110,9 · Conv. 47,0 · -1,8% a/a

ETAPAS DE FRACTURA

2.010

-27,2% m/m · acumulado ene-jul 16.968

PARQUE DE POZOS

23.825 activos

10.360 parados (+624 m/m) · 22.072 abandonados

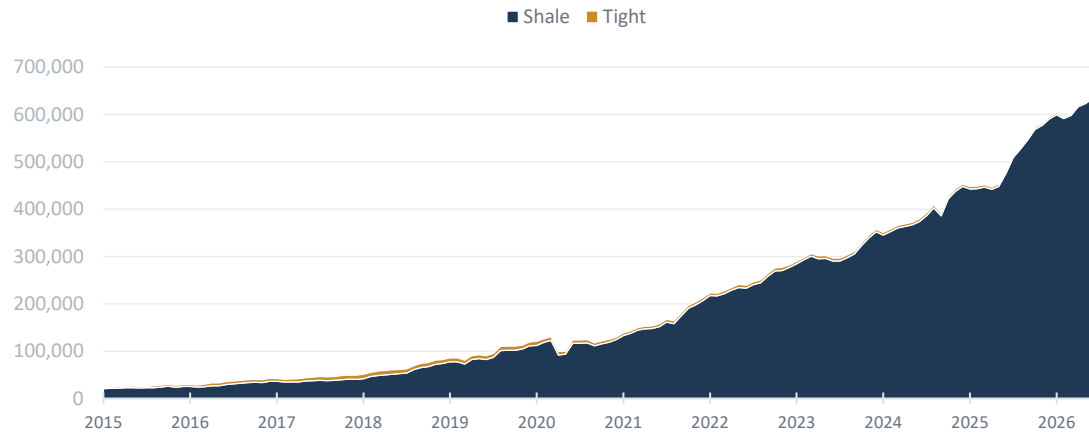
LO ESENCIAL DEL MES

- ▶ Nuevo máximo histórico de petróleo: 912,9 kbbl/d. Vaca Muerta aporta 643,1 kbbl/d (+26,4% a/a) y explica el 70,4% del crudo del país.
- ▶ Detrás del récord hay una cinta de correr: los pozos que producían hace doce meses perdieron -39,2% y el 62% de los 513 pozos conectados en el año se usó solo en reponer ese declino.
- ▶ El sistema se petroliza: el gas cae -1,8% interanual y retrocede en las cinco cuencas convencionales, mientras el crudo bate récords.
- ▶ La fractura se frenó: 2.010 etapas en julio, -27,2% contra el récord de junio, con siete sets fuera de operación.
- ▶ El mapa se reordena: 76,5 kbbl/d convencionales cambiaron de operador en doce meses y Vaca Muerta se desconcentró (hoy hacen falta 13 concesiones para el 80% del crudo NOC, contra 9 en 2023).

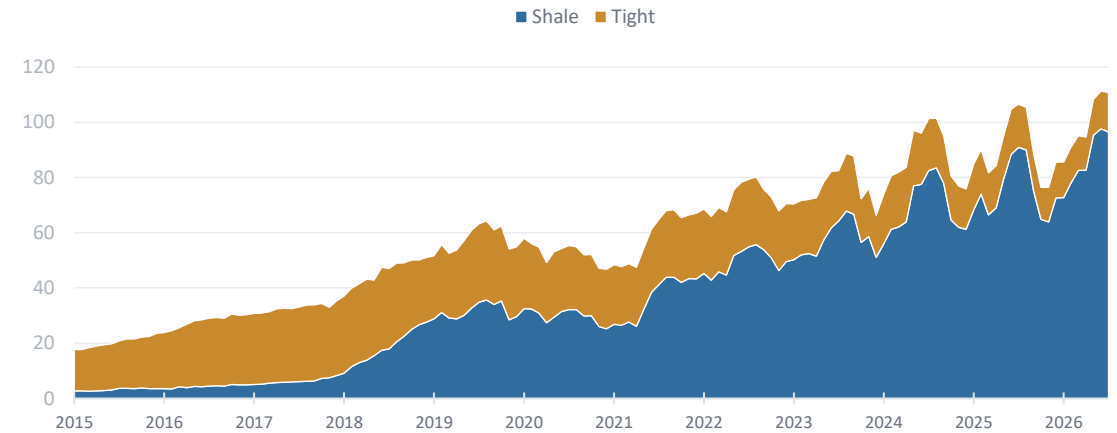
La Secretaría de Energía comunicó 916,2 kbbl/d para julio. La diferencia (0,4%) responde a rectificaciones cargadas después de la descarga usada en este informe.

Una década de no convencional: shale y tight en perspectiva

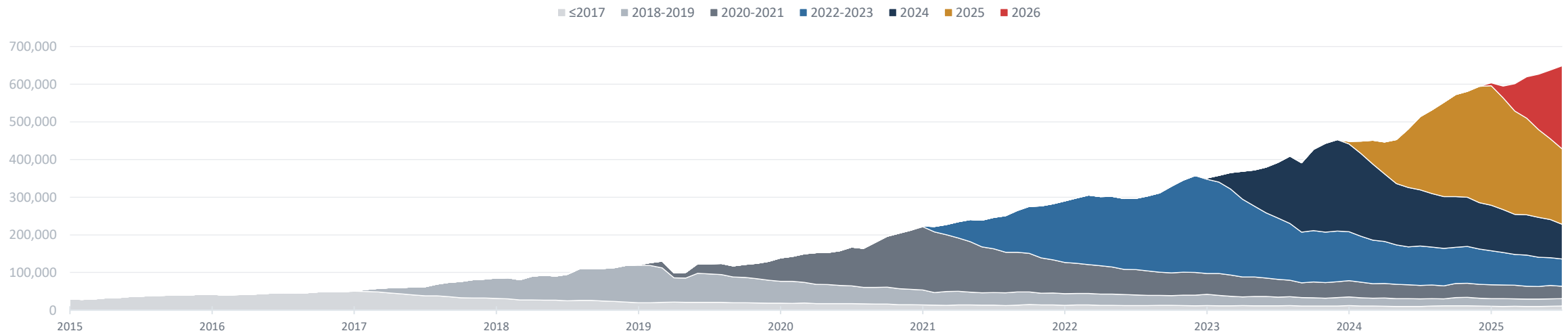
Petróleo no convencional [bbl/d]



Gas no convencional [MMm³/d]



Petróleo no convencional por campaña de puesta en producción [bbl/d]



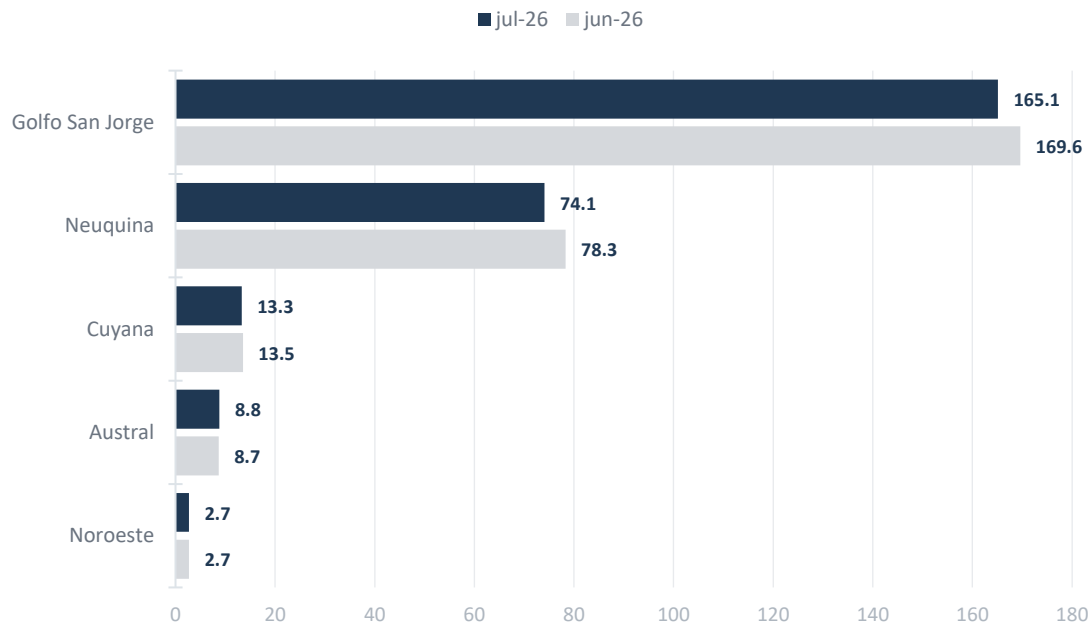
PARTE I

Producción Convencional

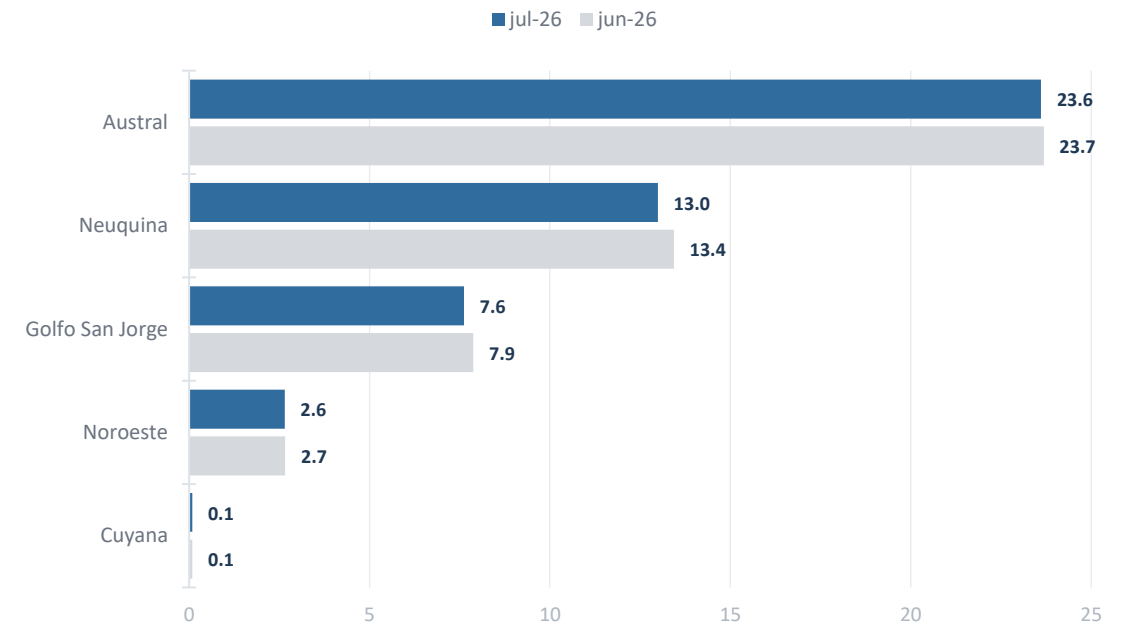
Cuencas, áreas de concesión, estado real del parque de pozos y recuperación mejorada

Golfo San Jorge manda en crudo; Austral, en gas

Petróleo convencional por cuenca [kbb/d]



Gas convencional por cuenca [MMm³/d]

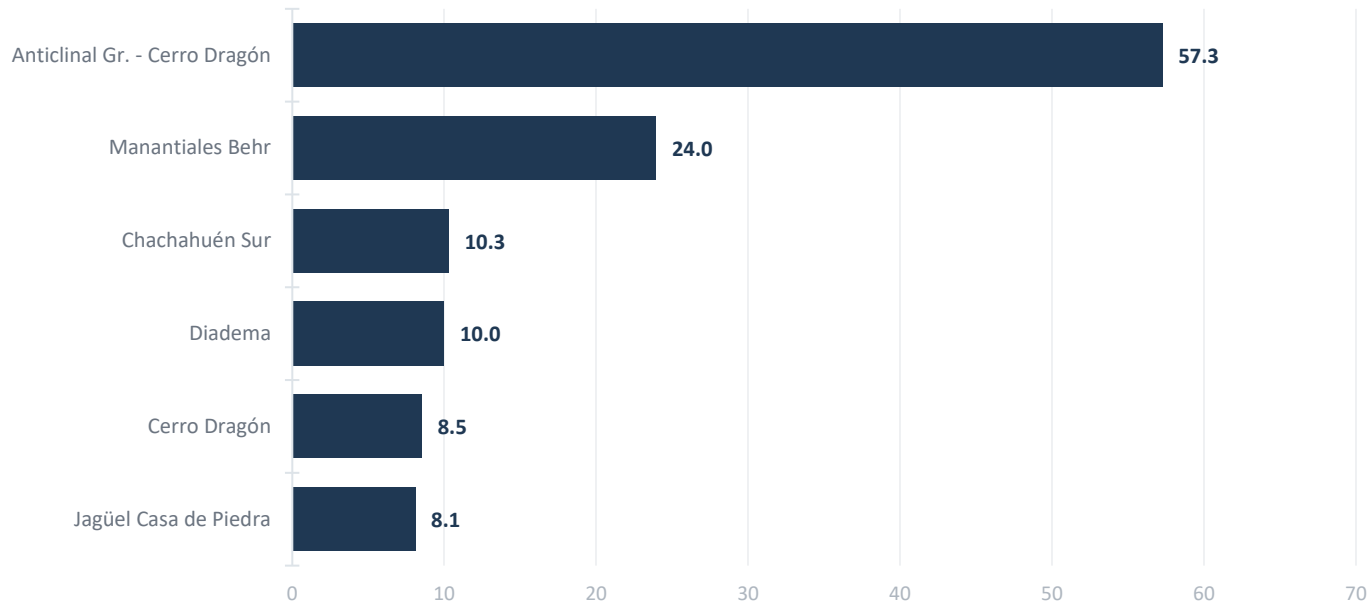


LECTURA DEL EQUIPO

- ▶ Golfo San Jorge aporta 165,1 kbb/d (63% del crudo convencional) con 40.046 pozos declarados y solo 11.277 en extracción efectiva.
- ▶ El gas convencional depende de la Cuenca Austral: 23,6 MMm³/d, el 50% del total convencional, concentrado en Cuenca Marina Austral 1.
- ▶ Las dos cuencas mayores retroceden contra junio: Golfo San Jorge -2,6% y Neuquina convencional -5,4%.

Cerro Dragón: el gigante que sostiene al convencional argentino

TOP 6 áreas de concesión convencionales · petróleo [kbb/d]



Agrupado por «área de concesión» (campo areapermisiconcesion), no por yacimiento: el yacimiento fragmenta activos como Cerro Dragón.

TOP 5 áreas de concesión convencionales · gas [MMm³/d]

Cuenca Marina Austral 1 20,95 · Anticlinal Gr. - Cerro Dr... 4,52 · Loma La Lata - Sierra Bar... 3,94 · San Roque 1,74 · Magallanes 1,42

LO QUE DICEN LOS NÚMEROS

- ▶ Anticlinal Grande – Cerro Dragón (PAE) produce 57,3 kbb/d con 6.063 pozos: el 22% del crudo convencional del país.
- ▶ Sumando la concesión vecina Cerro Dragón, el complejo de PAE llega a 65,8 kbb/d con 6.688 pozos.
- ▶ Chachahuén Sur es la más eficiente del top: 10,3 kbb/d con solo 398 pozos (26 bbl/d por pozo).

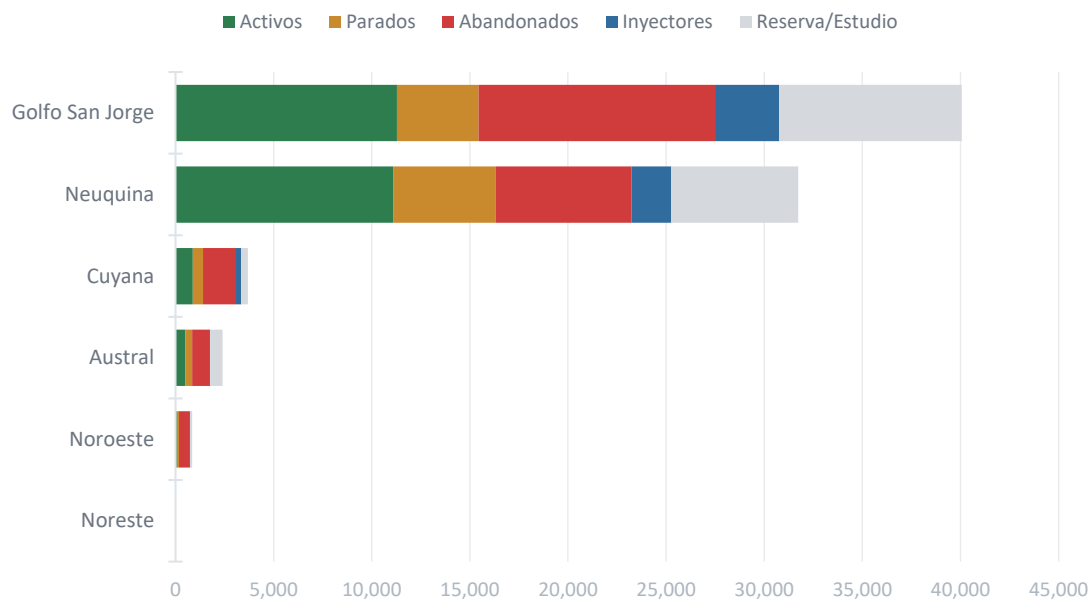
CONTRASTE DE PRODUCTIVIDAD

14,3 vs 174,0 bbl/d

producción media por pozo con producción, convencional contra no convencional: 12 veces menos.

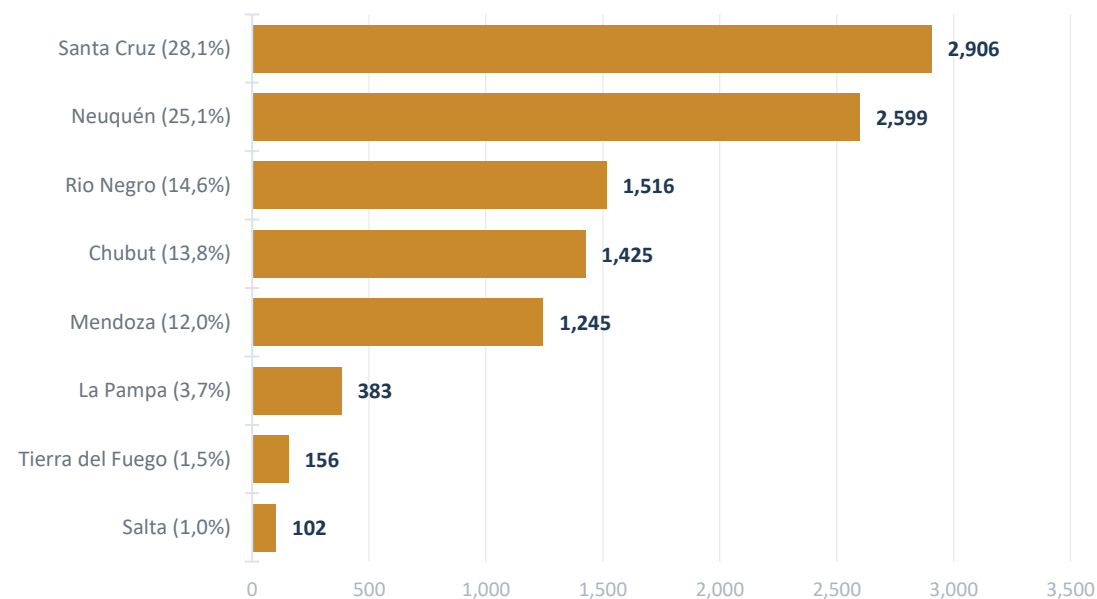
Dónde está realmente el inventario ocioso

Composición del parque por cuenca [pozos]



Incluye todas las cuencas: los grupos suman 78.750 pozos declarados en julio

Pozos parados por provincia [#]



Entre paréntesis: participación en el inventario nacional de pozos parados

LECTURA DEL EQUIPO

- De 78.750 pozos declarados en julio, 23.825 están en extracción efectiva (30%): hay 22.072 abandonados y 10.360 parados.
- El parque ocioso creció 624 pozos en el mes, y eso pese a que RIBEIRO S.R.L. no presentó su declaración de julio: 787 pozos salieron del universo.

Tamaño antes que porcentaje: dónde está la oportunidad real

CUENCA	PARADOS	% DEL PAÍS	TASA	ABANDON.
Golfo San Jorge 40.061 pozos declarados	4.156	40,1 %	26,9 %	12.046
Neuquina 31.745 pozos declarados	5.214	50,3 %	32,0 %	6.931
Cuyana 3.678 pozos declarados	529	5,1 %	37,6 %	1.670
Austral 2.404 pozos declarados	339	3,3 %	40,3 %	863
Noroeste 845 pozos declarados	120	1,2 %	66,3 %	548

Criterio: la tasa por sí sola induce a error. Noroeste tiene la tasa más alta del país (66,3%) pero aporta el 1,2% del inventario nacional: es una cuenca agotada, no una oportunidad. El informe prioriza el valor absoluto y la participación nacional.

EL DATO DEL MES

+624

pozos parados más que en junio, sobre un universo que además perdió 787 pozos por una declaración no presentada.

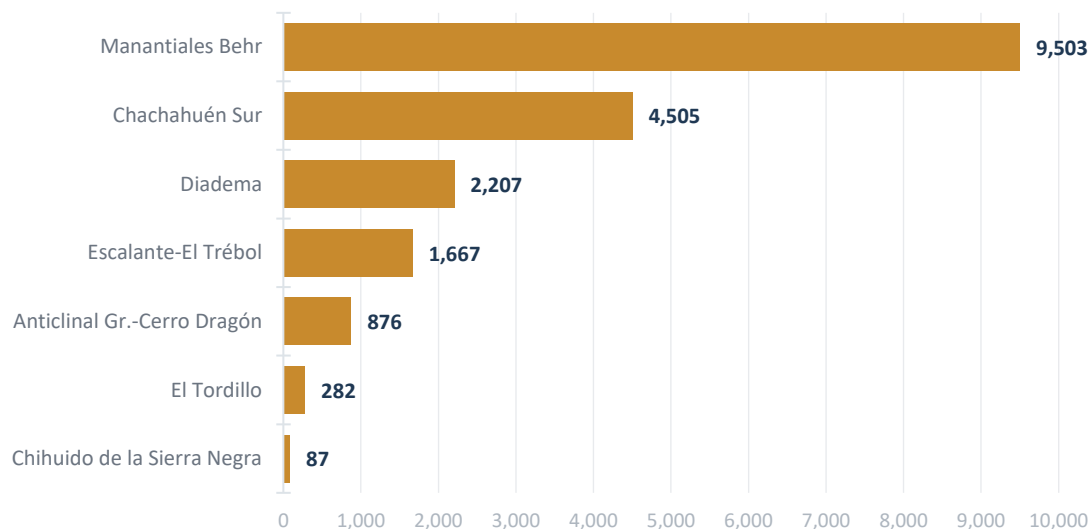
CONCENTRACIÓN

90%

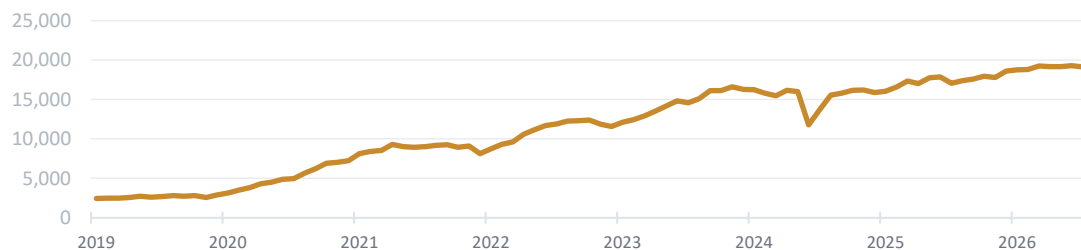
del inventario ocioso del país está en Neuquina y Golfo San Jorge: 9.370 pozos parados entre ambas.

La terciaria sostiene el 7,2% del crudo convencional argentino

Producción EOR por bloque de concesión · julio 2026 [bbl/d]

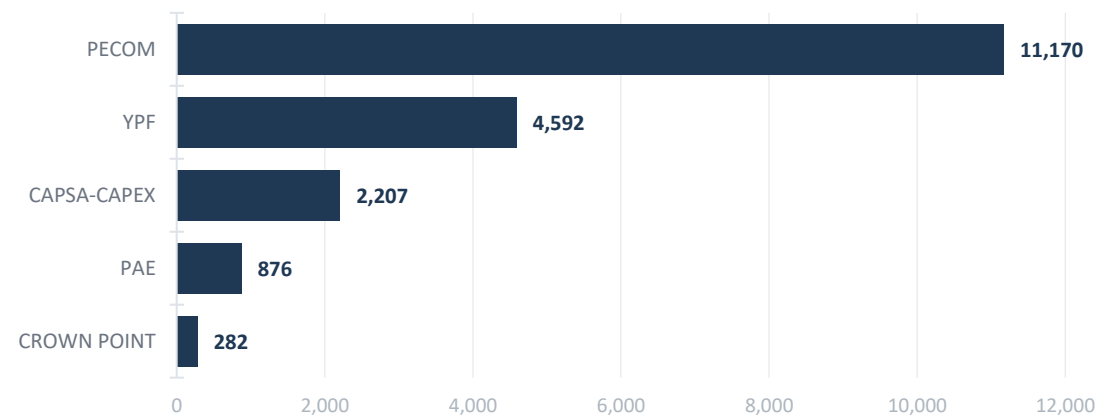


Serie mensual de producción EOR [bbl/d]



Fuente: SESCO — concepto «Producción por Recuperación Asistida (m³)». Serie empalmada 2014-2018 (archivo histórico) y 2019-2026 (base TD_S_SescoWebUP_07_2026).

Producción EOR por operadora declarante [bbl/d]



LECTURA DEL EQUIPO

- ▶ EOR julio: 19.127 bbl/d (94.267 m³), -0,8% m/m y +12,3% a/a.
- ▶ Equivale al 7,2% del petróleo convencional del país y al 2,1% del total nacional.
- ▶ PECOM concentra el 58,4% tras asumir Manantiales Behr; el cambio de titularidad distorsiona las comparaciones interanuales por operadora, no por bloque.
- ▶ Escalante-El Trébol es el bloque que más crece: +8,1% m/m y +236% a/a por la expansión de la inyección de polímeros.

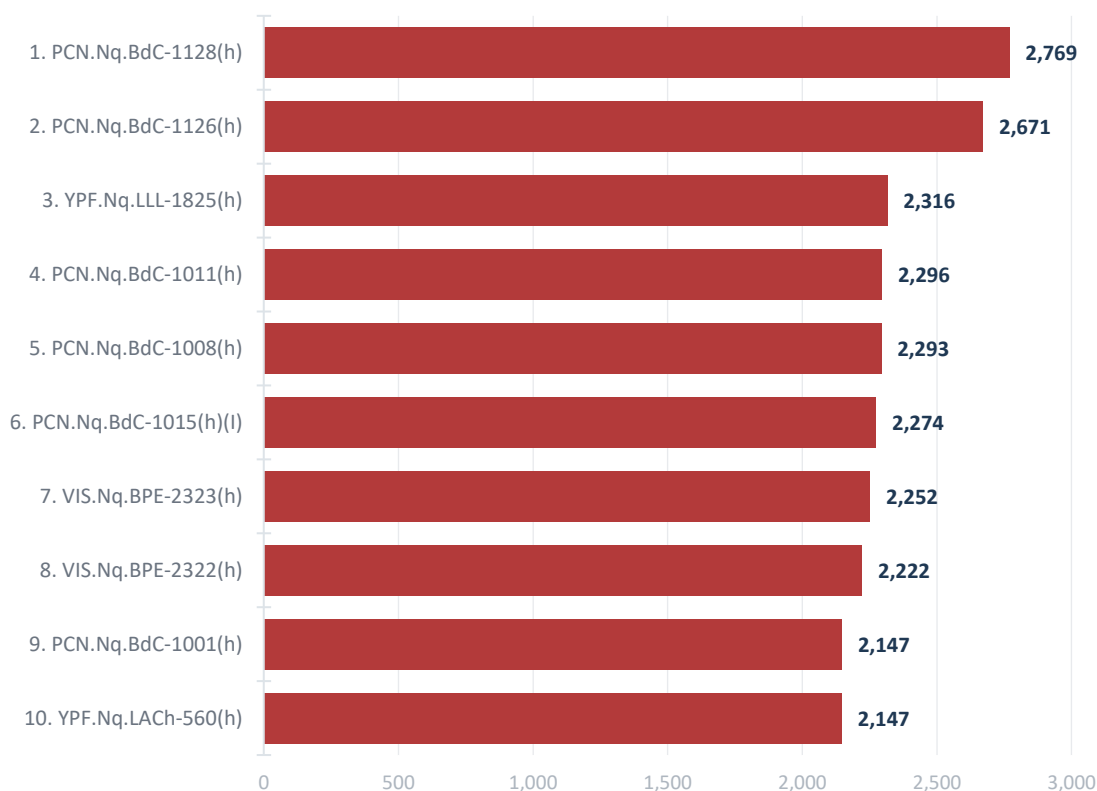
PARTE II

Producción No Convencional

Los pozos que más producen, las concesiones que más crecen y el ranking de operadoras

Pluspetrol domina el podio desde Bajo del Choique

Ranking TOP 10 · petróleo [bbl/d]

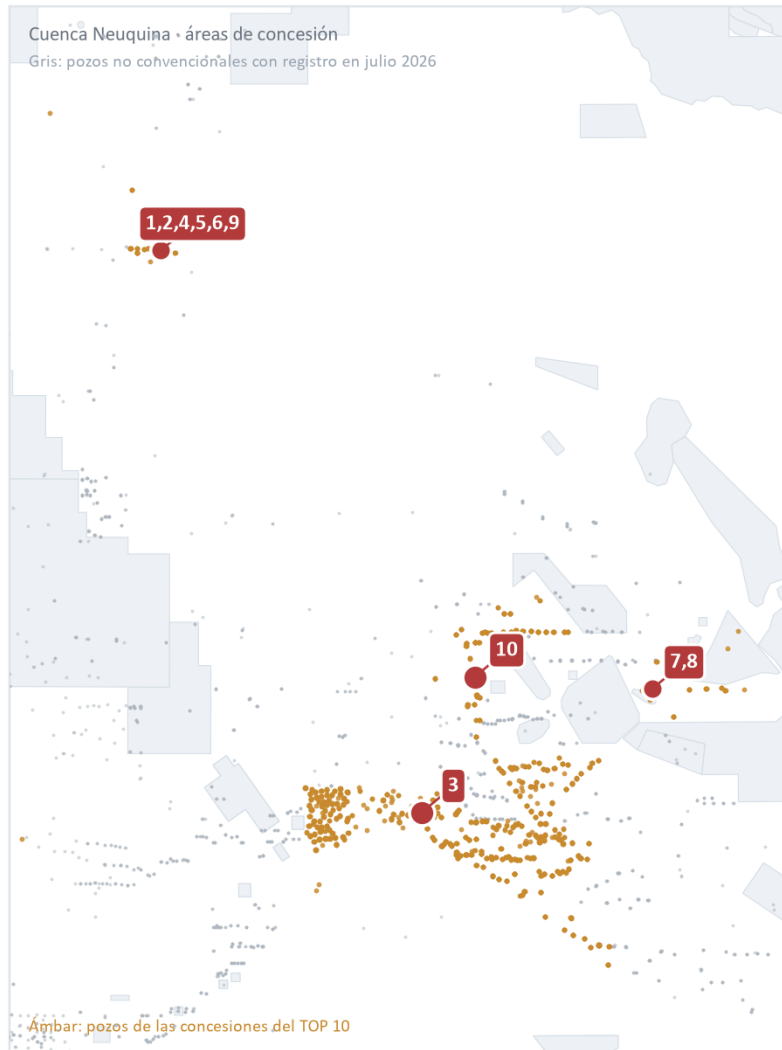


POZO	OPERADORA	CONCESIÓN	bbl/d
PCN.Nq.BdC-1128(h)	PLUSPETROL CN	Bajo del Choique	2.769
PCN.Nq.BdC-1126(h)	PLUSPETROL CN	Bajo del Choique	2.671
YPF.Nq.LLL-1825(h)	YPF	Loma Campana	2.316
PCN.Nq.BdC-1011(h)	PLUSPETROL CN	Bajo del Choique	2.296
PCN.Nq.BdC-1008(h)	PLUSPETROL CN	Bajo del Choique	2.293
PCN.Nq.BdC-1015(h)(I)	PLUSPETROL CN	Bajo del Choique	2.274
VIS.Nq.BPE-2323(h)	VISTA	Bajada del Palo Este	2.252
VIS.Nq.BPE-2322(h)	VISTA	Bajada del Palo Este	2.222
PCN.Nq.BdC-1001(h)	PLUSPETROL CN	Bajo del Choique	2.147
YPF.Nq.LACH-560(h)	YPF	La Amarga Chica	2.147

LECTURA DEL EQUIPO

- Seis de los diez mejores pozos del país están en Bajo del Choique – La Invernada (Pluspetrol CN): la concesión suma 45,4 kbbl/d con apenas 51 pozos.

Dónde están los pozos estrella del crudo



CONCENTRACIÓN GEOGRÁFICA

- ▶ Los 10 pozos están en la Cuenca Neuquina, provincia de Neuquén, y todos producen de Vaca Muerta (shale).
- ▶ Cuatro concesiones concentran el podio: Bajo del Choique – La Invernada (6 pozos), Bajada del Palo Este (2), Loma Campana (1) y La Amarga Chica (1).
- ▶ Los 10 pozos suman 23.387 bbl/d: el 3,6% de todo el petróleo no convencional del país con el 0,2% de los pozos.

EL POZO DEL MES

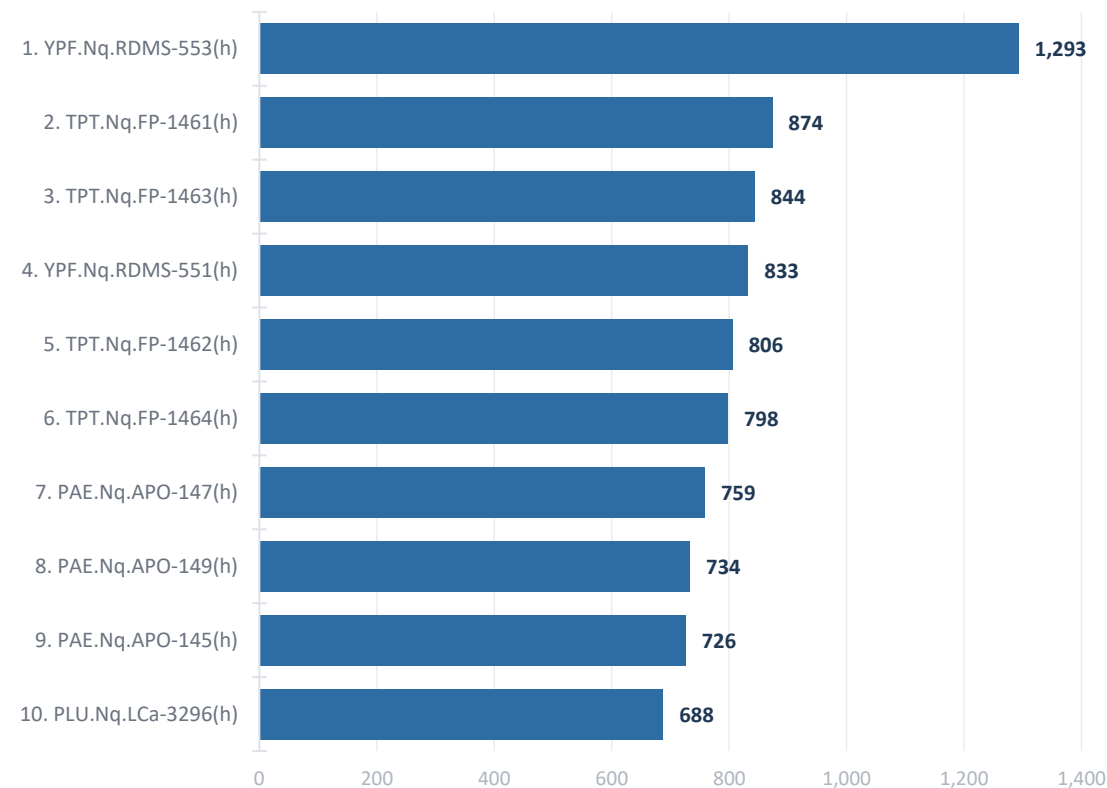
PCN.Nq.BdC-1128(h)

2.769 bbl/d · PLUSPETROL CN · Bajo del Choique - La Invernada

Produce por sí solo más que toda la cuenca Noroeste convencional (2.718 bbl/d).

Rincón del Mangrullo y Fortín de Piedra se reparten la cima

Ranking TOP 10 · gas [km³/d]

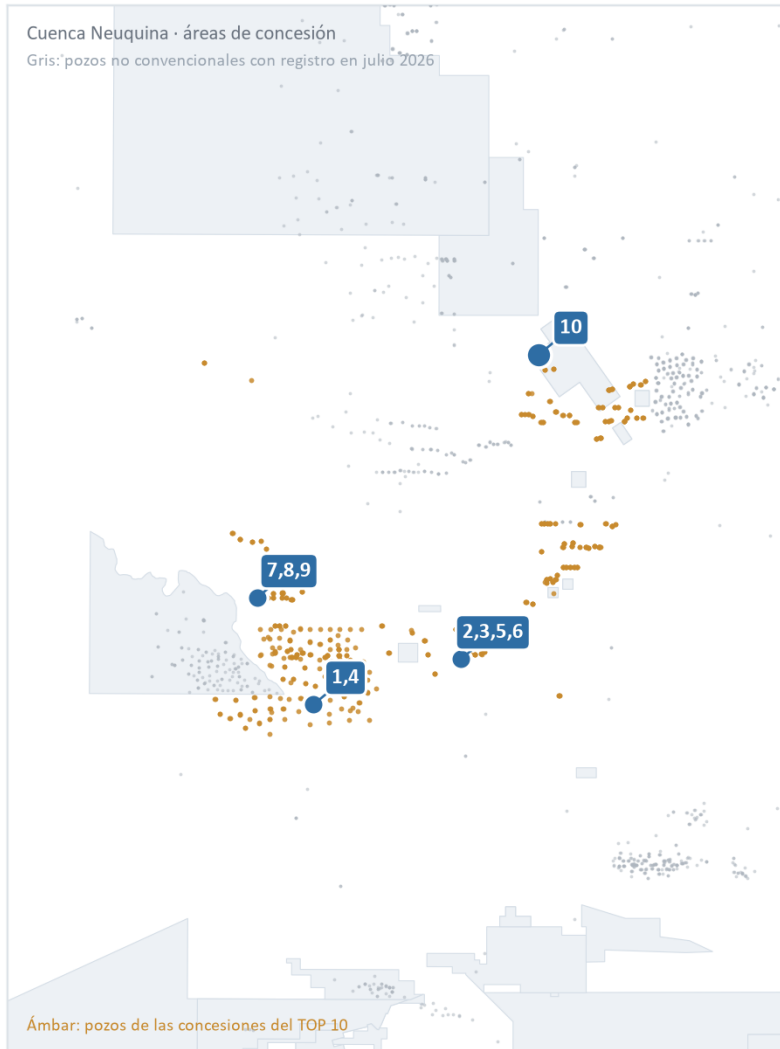


POZO	OPERADORA	CONCESIÓN	km³/d
YPF.Nq.RDMS-553(h)	YPF	Rincón del Mangrullo	1.293
TPT.Nq.FP-1461(h)	TECPETROL	Fortín de Piedra	874
TPT.Nq.FP-1463(h)	TECPETROL	Fortín de Piedra	844
YPF.Nq.RDMS-551(h)	YPF	Rincón del Mangrullo	833
TPT.Nq.FP-1462(h)	TECPETROL	Fortín de Piedra	806
TPT.Nq.FP-1464(h)	TECPETROL	Fortín de Piedra	798
PAE.Nq.APO-147(h)	PAE	Aguada Pichana Oeste	759
PAE.Nq.APO-149(h)	PAE	Aguada Pichana Oeste	734
PAE.Nq.APO-145(h)	PAE	Aguada Pichana Oeste	726
PLU.Nq.LCa-3296(h)	PLUSPETROL	La Calera	688

LECTURA DEL EQUIPO

- Los 10 pozos suman 8,4 MMm³/d: el 7,5% del gas no convencional del país. Tecpetrol coloca cuatro pozos nuevos de Fortín de Piedra entre los cinco primeros.

Dónde están los pozos estrella del gas



LECTURA DEL MAPA

- ▶ El gas se concentra en la ventana seca del norte y oeste de la cuenca: Fortín de Piedra, Aguada Pichana Oeste y Rincón del Mangrullo.
- ▶ Es una geografía distinta a la del crudo: la línea que separa la ventana de petróleo de la de gas ordena la estrategia de cada operadora.
- ▶ Los tres pozos de Aguada Pichana Oeste del TOP 10 producen gas seco: cero petróleo asociado.

EL POZO DEL MES

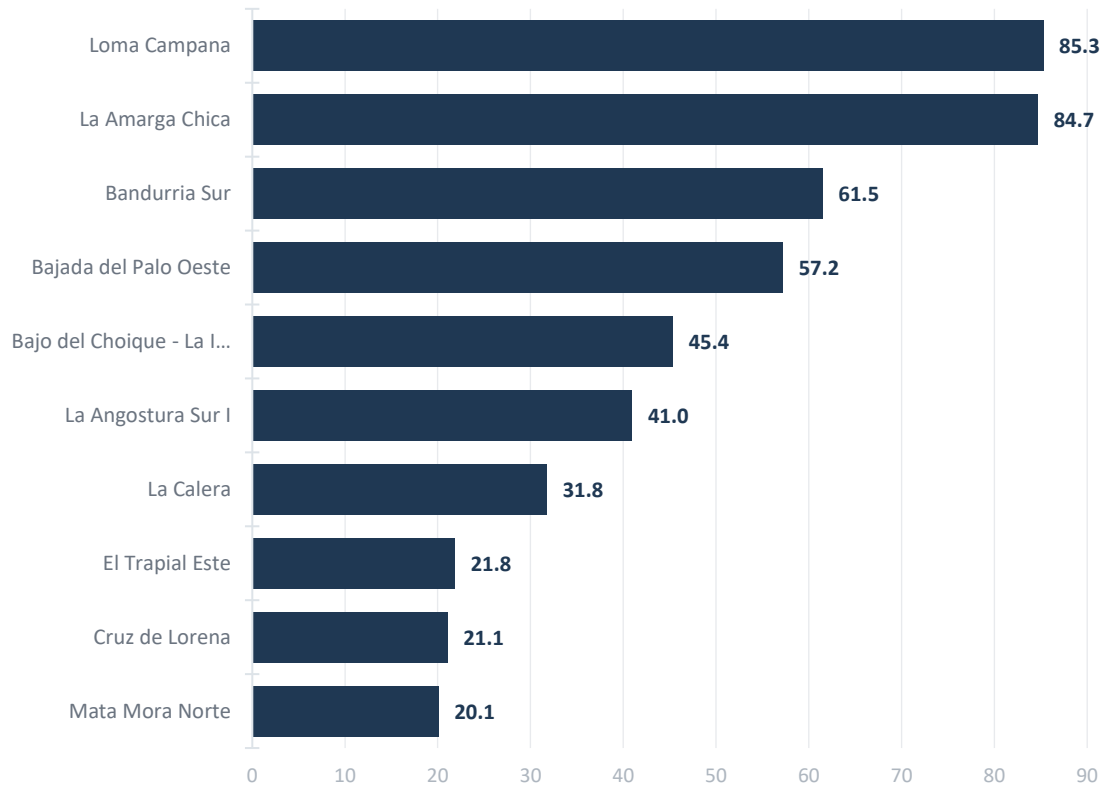
YPF.Nq.RDMS-553(h)

1.293 km³/d · YPF · Rincón del Mangrullo

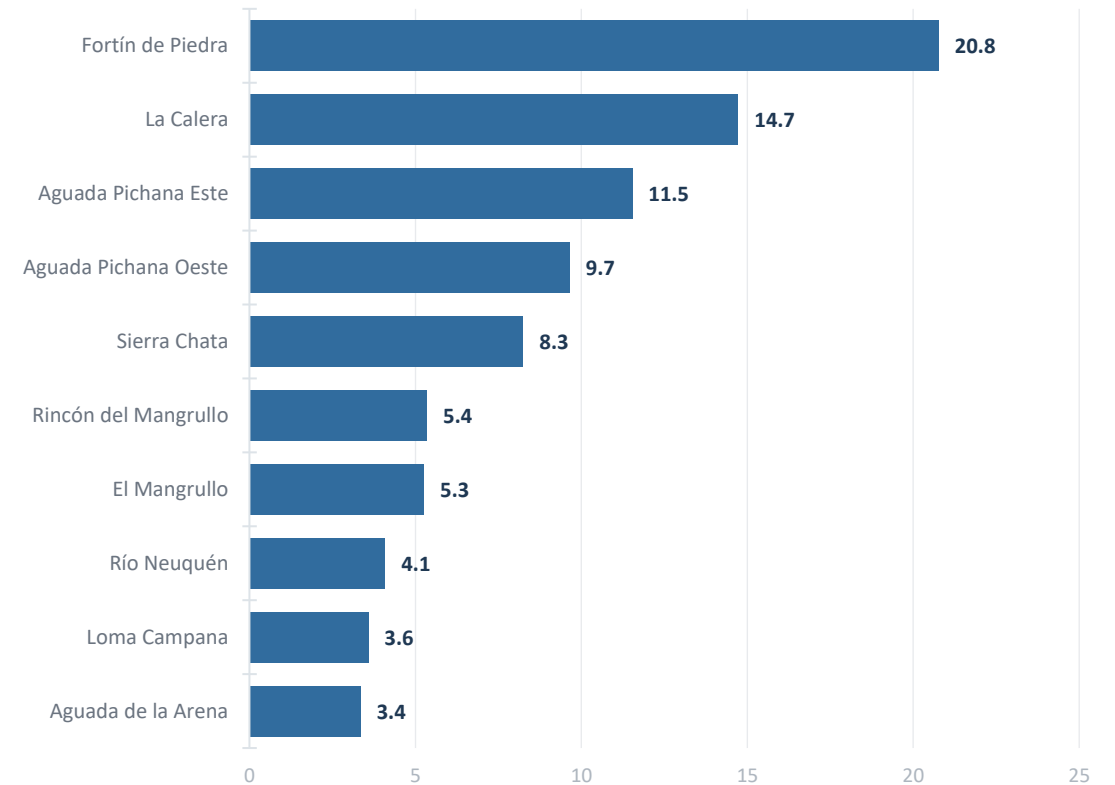
Un solo pozo entrega 1,29 MMm³/d: casi la mitad del gas convencional de toda la cuenca Noroeste.

Las concesiones que más producen del no convencional

TOP concesiones · petróleo NOC [kbb/d]



TOP concesiones · gas NOC [MMm³/d]

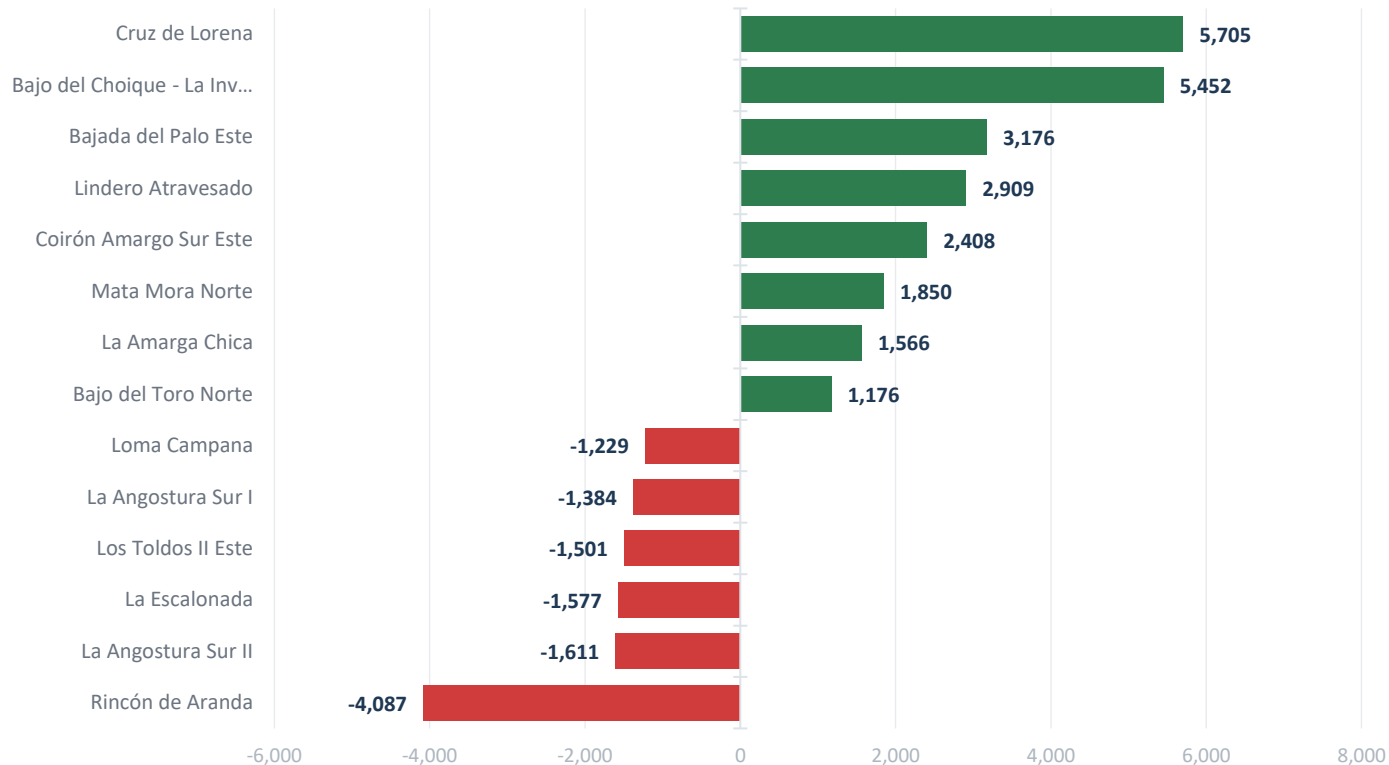


LECTURA DEL EQUIPO

- Loma Campana (85,3 kbb/d, 886 pozos) y La Amarga Chica (84,7 kbb/d, 339 pozos) lideran el crudo; Fortín de Piedra (20,8 MMm³/d) el gas. Diez concesiones explican el 72% del crudo no convencional del país.

Dónde se movió la aguja este mes

Variación de producción de petróleo vs junio 2026 [bbl/d]



Ocho concesiones que más suman y seis que más restan, medidas en caudal absoluto.

LO QUE EXPLICA EL MES

- ▶ Cruz de Lorena (Shell) suma 5.705 bbl/d (+37,2%) sin pozos nuevos: es puesta en régimen de pozos ya conectados.
- ▶ Bajo del Choique – La Invernada aporta 5.452 bbl/d con solo 3 pozos nuevos.
- ▶ Rincón de Aranda (Pampa) resta 4.087 bbl/d (–19,9%): la mayor caída del mes.

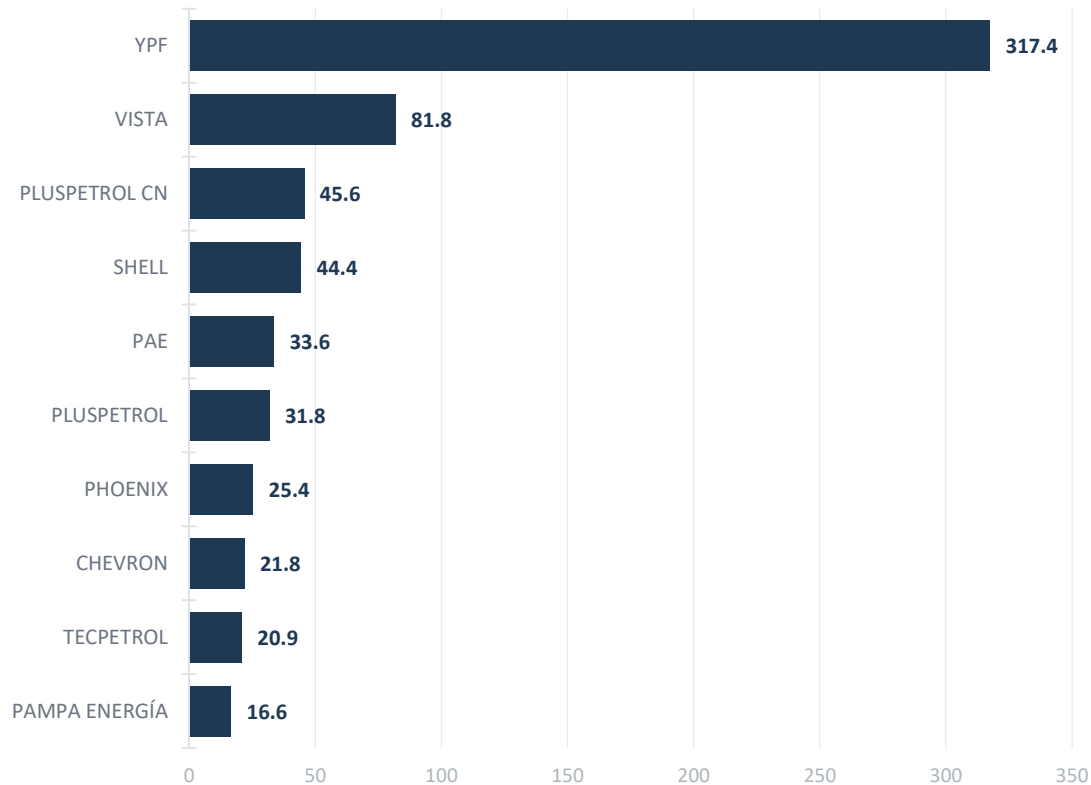
POZOS NUEVOS DEL MES

46 pozos

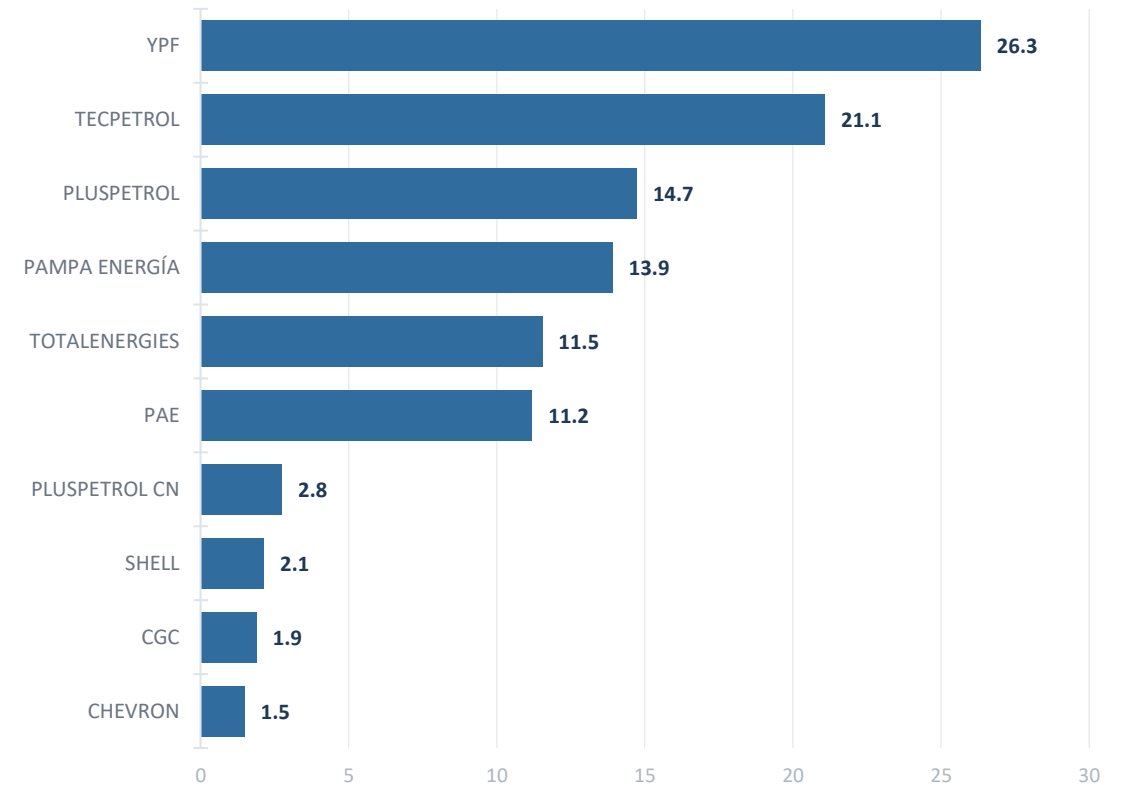
con primera producción registrada en julio. Loma Campana (10), La Angostura Sur I (8) y Bandurria Sur (8) encabezan las conexiones.

YPF domina el crudo; el gas está más repartido

Operadoras · petróleo NOC [kbbbl/d]



Operadoras · gas NOC [MMm³/d]

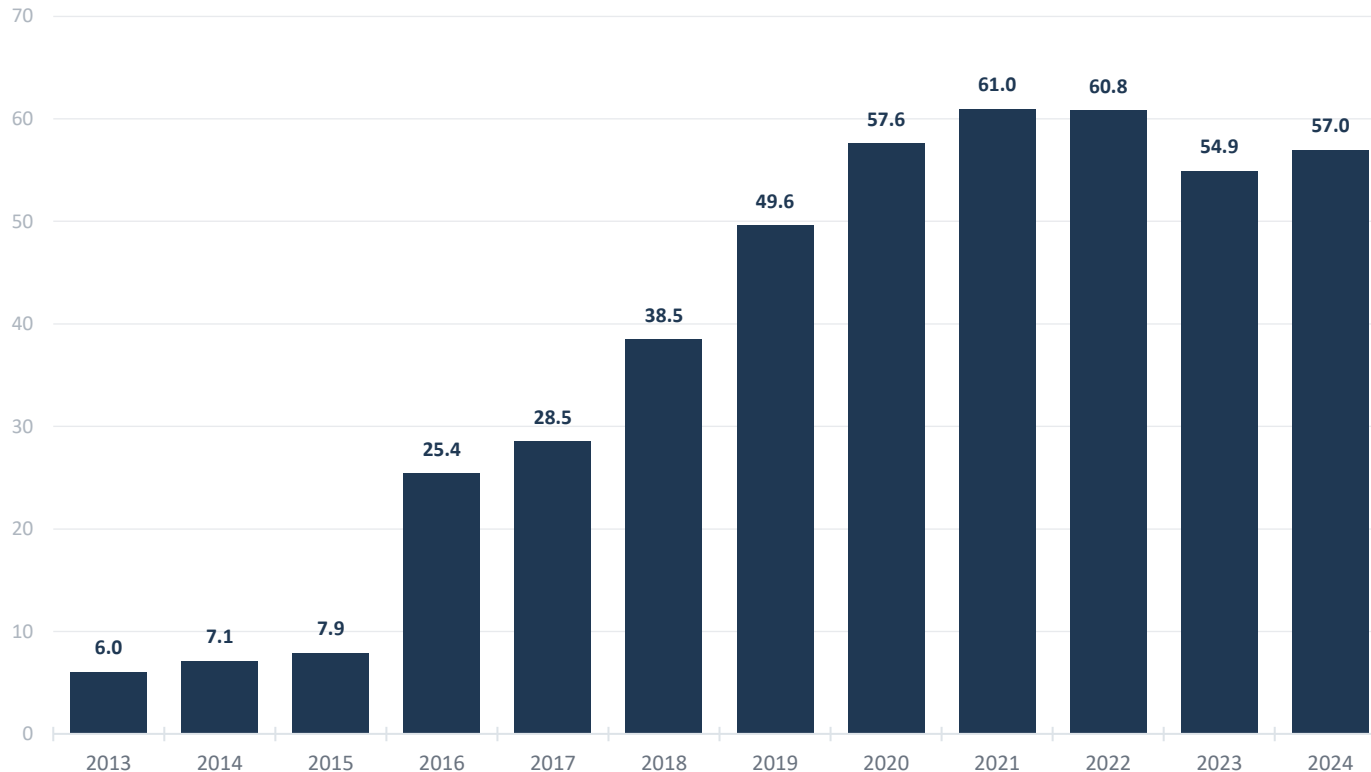


LECTURA DEL EQUIPO

- YPF concentra el 48,9% del crudo no convencional (317,4 kbbbl/d) y el 23,8% del gas. Las cinco primeras suman el 80,6% del petróleo. Pluspetrol CN escala al 3.º puesto con 45,6 kbbbl/d y solo 63 pozos.

Cada campaña acumula más rápido que la anterior

Acumulada de petróleo a 24 meses por pozo, según campaña [km³]



Solo pozos con 24 meses completos de historia. Entre paréntesis del eje, la campaña = año de primera producción.

MISMO RESERVORIO, OTRO RESULTADO

37,4 → 57,4 km³

por pozo acumulados a 24 meses: las campañas 2022–2024 recuperan 1.54× lo que las de 2016–2019 en el mismo tiempo.

POR QUÉ IMPORTA

La mejora no viene de la roca sino de la terminación: rama más larga, más etapas y más arena por metro. Es el argumento central de la Parte V de este informe.

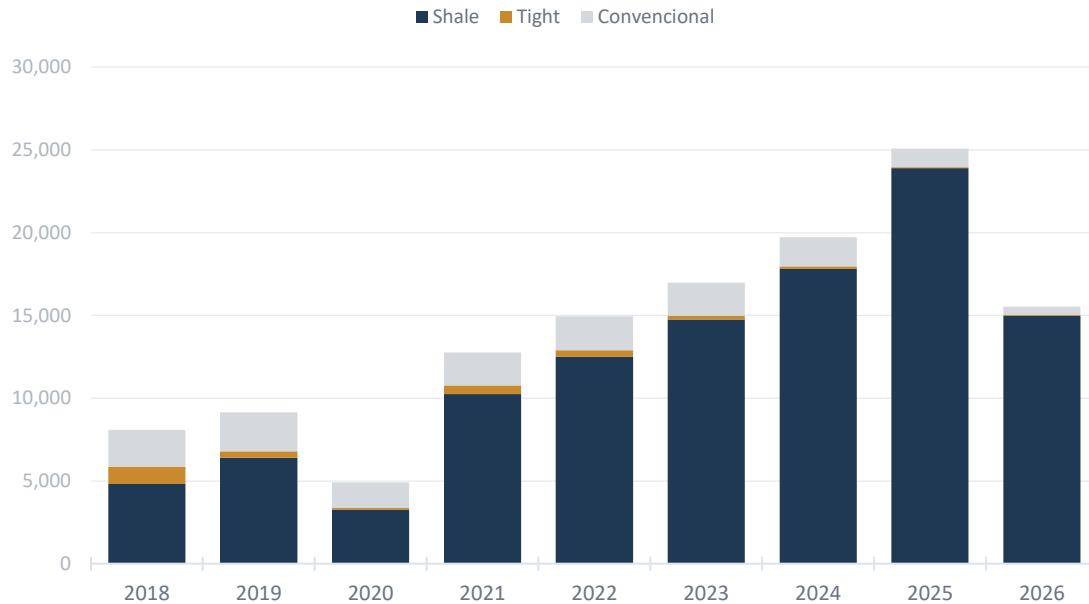
PARTE III

Actividad de Fractura

Etapas por mes, operadora y compañía de servicio · fracstages.com contrastado con el registro oficial Adjunto IV

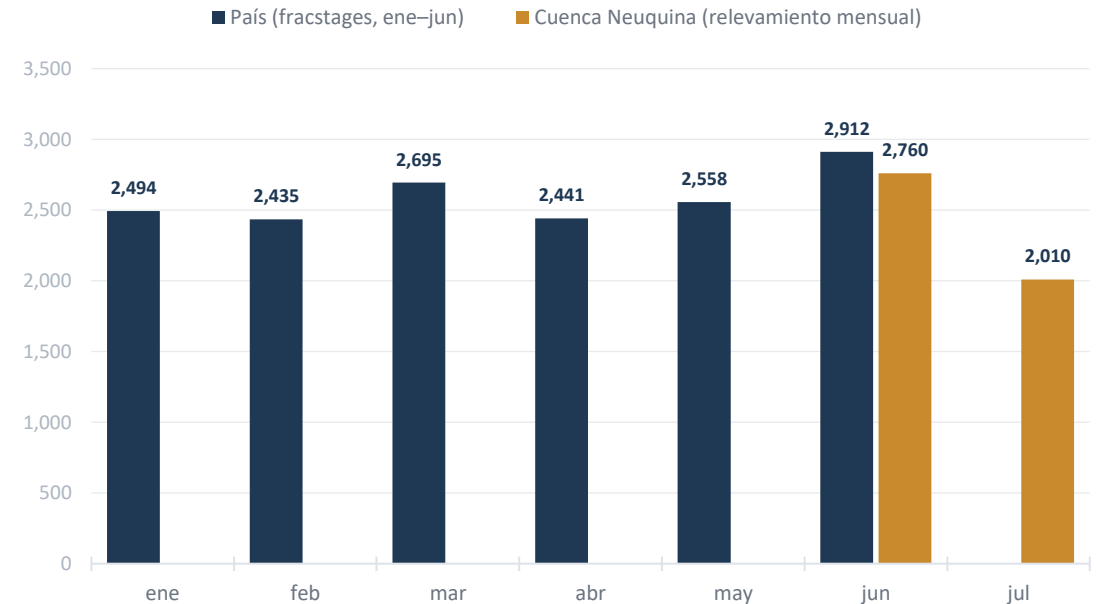
Julio corta la racha: -27,2% tras el récord de junio

Etapas de fractura por año y tipo de reservorio



2026: enero-junio (país). Fuente: fracstages.com — L. Fucello, Fundación Contactos Energéticos.

Etapas de fractura por mes · 2026



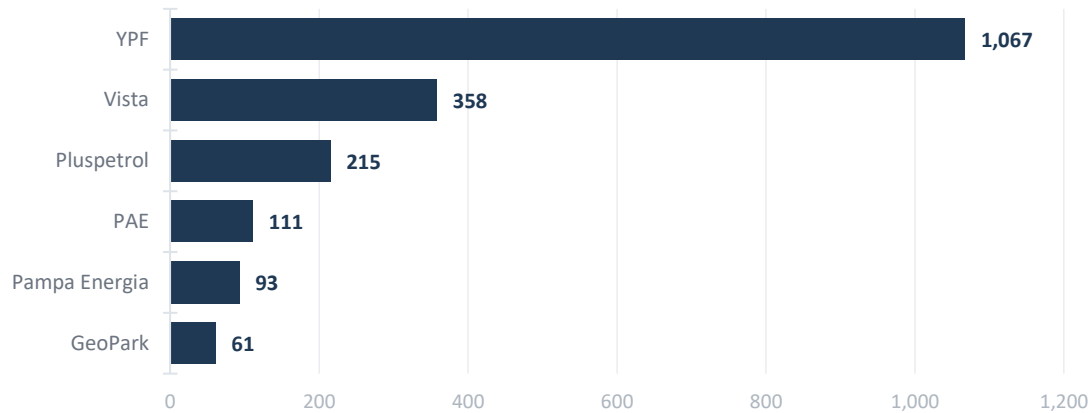
Julio aún no está publicado en la web; el dato proviene del relevamiento mensual del mismo autor (3-ago-2026).

LECTURA DEL EQUIPO

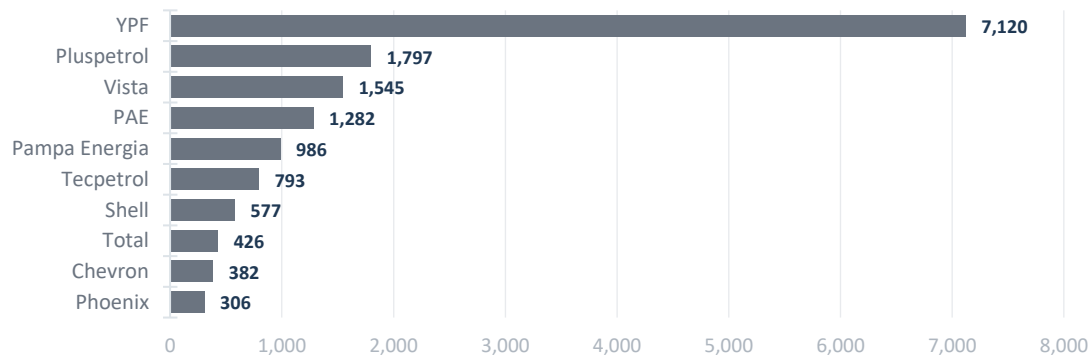
- ▶ Julio registró 2.010 etapas en la Cuenca Neuquina, -27,2% contra las 2.760 de junio, que habían sido récord histórico. Es la mayor caída mensual de 2026.
- ▶ Aun así el acumulado ene-jul llega a 16.968 etapas, +18,0% interanual, y la proyección del sector sigue por encima de 28.000 etapas para el año.
- ▶ El shale explica el 96% de la actividad del país. La caída de julio se explica por sets de fractura que frenaron operaciones, no por menor demanda de terminaciones.

Quién perfora y quién bombea

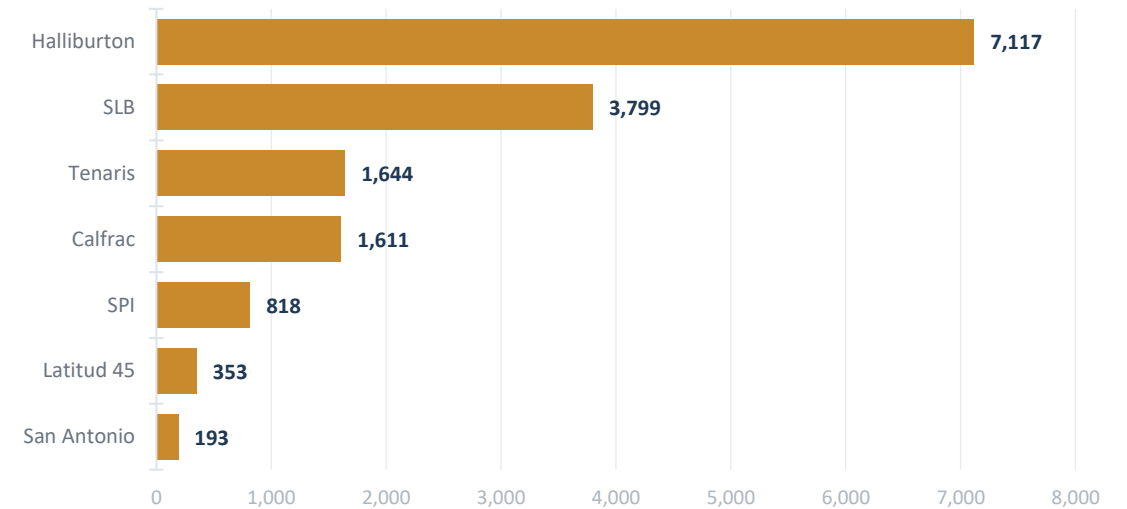
Etapas por operadora · julio 2026 [Cuenca Neuquina]



Etapas por operadora · enero–junio 2026 [país]



Etapas por compañía de servicio · enero–junio 2026 [país]

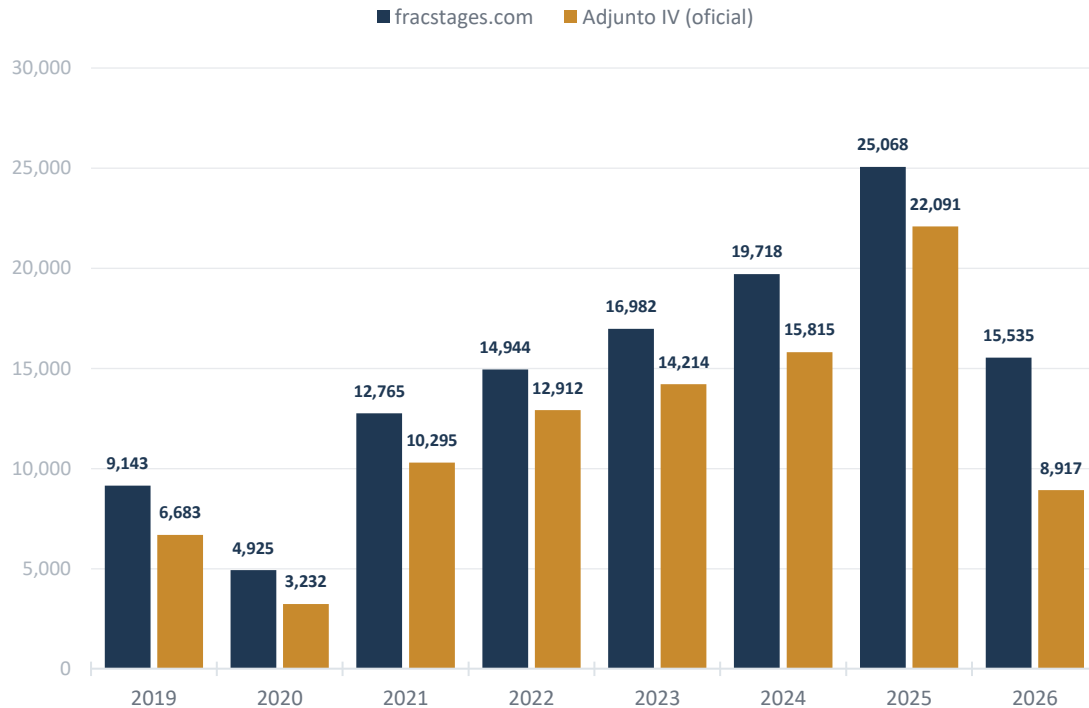


LECTURA DEL EQUIPO

- ▶ YPF ejecutó 1.067 etapas en julio, el 53% del total del mes, y acumula el 47,9% del año.
- ▶ En el bombeo, Halliburton concentra el 45,8% del mercado del primer semestre y SLB el 24,5%.
- ▶ Operan 11 operadoras en la cuenca; las tres primeras explican el 82% de la actividad de julio.

Por qué usamos fracstages.com y no solo el registro oficial

Etapas registradas por fuente [#]



Cobertura del registro oficial sobre el mercado [%]

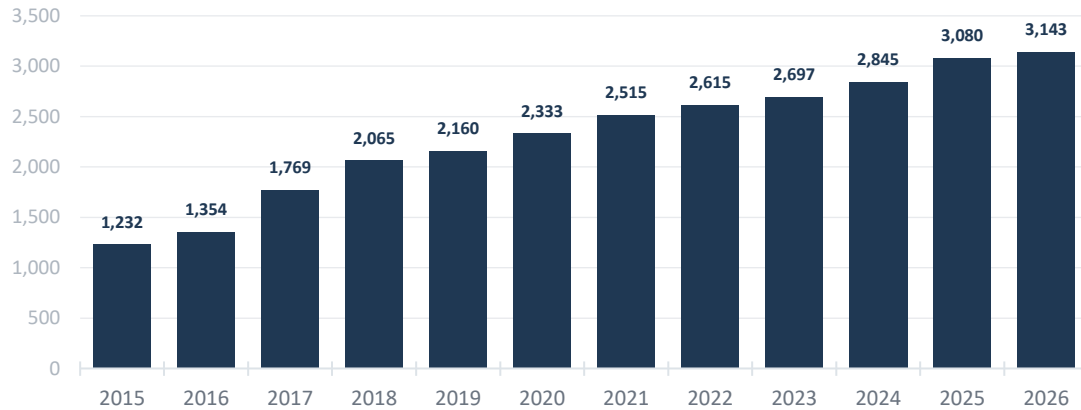


LECTURA DEL EQUIPO

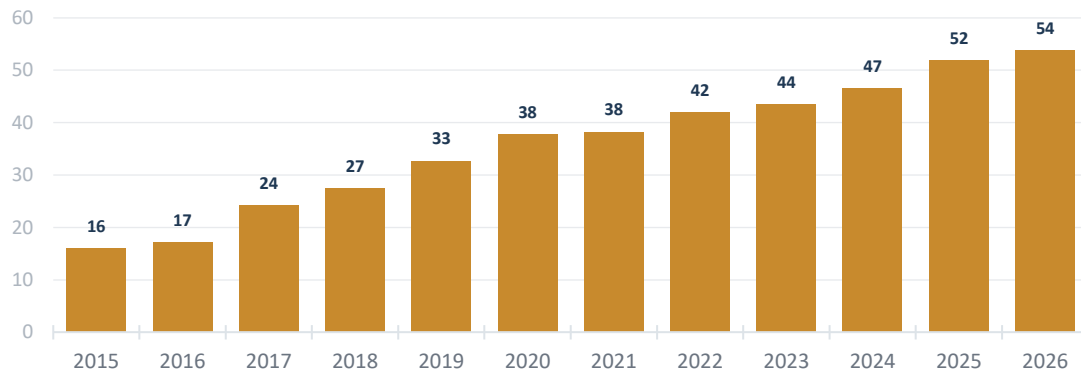
- El Adjunto IV se completa pozo por pozo con rezago de declaración: al corte 2026-08-18 tiene cargadas 8.917 etapas de 2026 y ninguna de julio.
- Criterio adoptado: la cantidad de actividad se toma de fracstages.com y del relevamiento mensual de su autor; el diseño por pozo (rama, etapas, arena) se toma del Adjunto IV, única fuente con detalle pozo a pozo.
- Verificación propia: la web www.fracstages.com consultada el 28-ago-2026 seguía con corte junio-2026 (138.193 etapas históricas). Los valores anuales coinciden exactamente con la descarga usada en el informe de junio.

Pozos más largos, más etapas, más arena

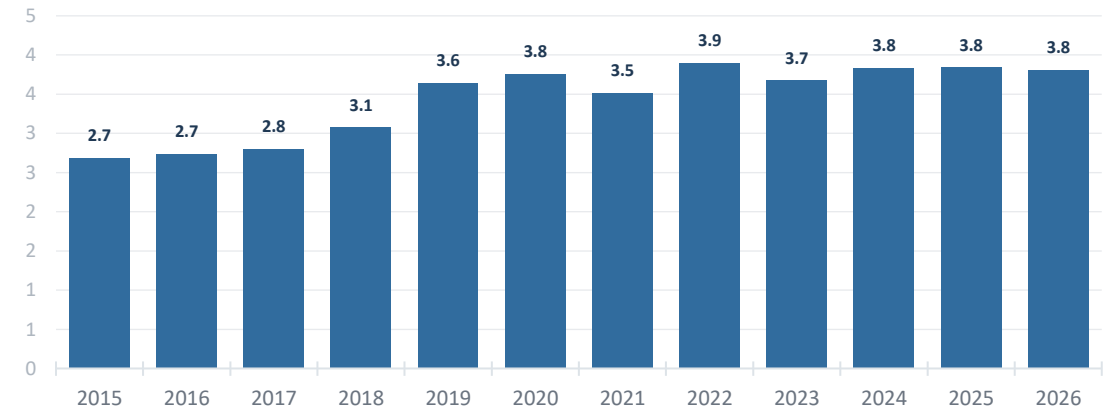
Longitud media de rama lateral por campaña [m]



Etapas de fractura por pozo, por campaña [#]



Arena bombeada por metro de rama, por campaña [t/m]



LECTURA TÉCNICA

- La rama lateral media pasó de 1.232 m en 2015 a 3.143 m en 2026.
- Las etapas por pozo subieron de 16 a 54, y la intensidad de arena de 2,7 a 3,8 t/m.
- Ese salto de diseño es lo que separa a los pozos de las campañas viejas de los actuales, y define el universo de candidatos a refractura que se analiza en la Parte V.

Fuente: Adjunto IV — Datos de fractura, corte 2026-08-18. Solo pozos de Vaca Muerta con rama > 300 m.

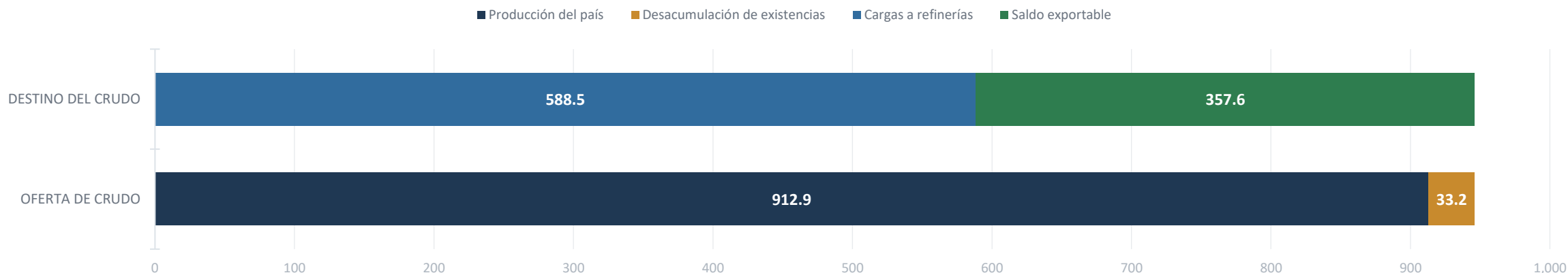
PARTE IV

El destino del crudo

Refinación, mercado interno y comercio exterior: adónde va cada barril producido en el país

Adónde va el barril argentino: dos tercios a refinería, un tercio a exportación

Balance de crudo · julio 2026 [kbbl/d]



REFINACIÓN LOCAL

588,5 kbbl/d

64,5% de la producción · máximo de la serie

SALDO EXPORTABLE

357,6 kbbl/d

39,2% de la producción · ≈ USD 929 MM a Brent 83,8

EXPORTACIÓN DECLARADA

132,0 kbbl/d

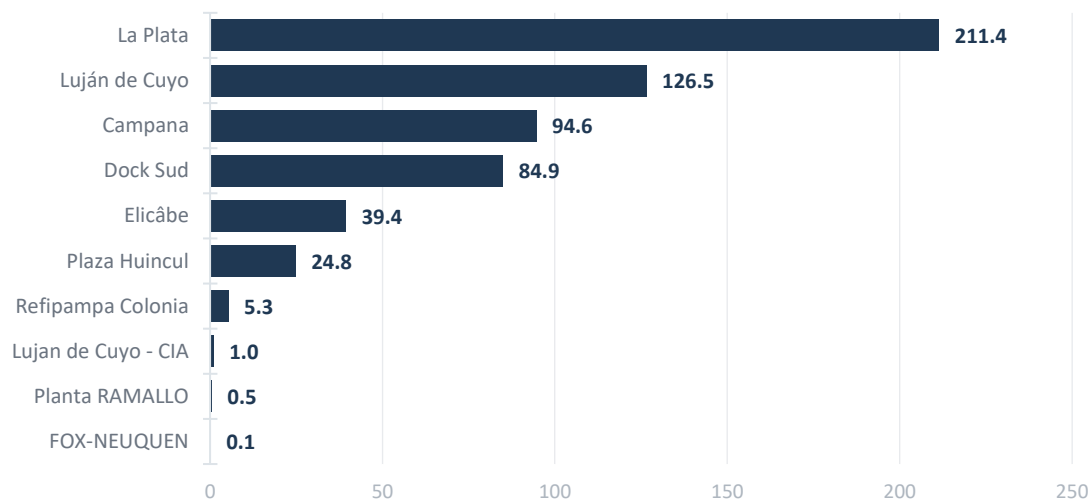
solo el 37% del saldo: faltan declaraciones de julio

LECTURA DEL EQUIPO

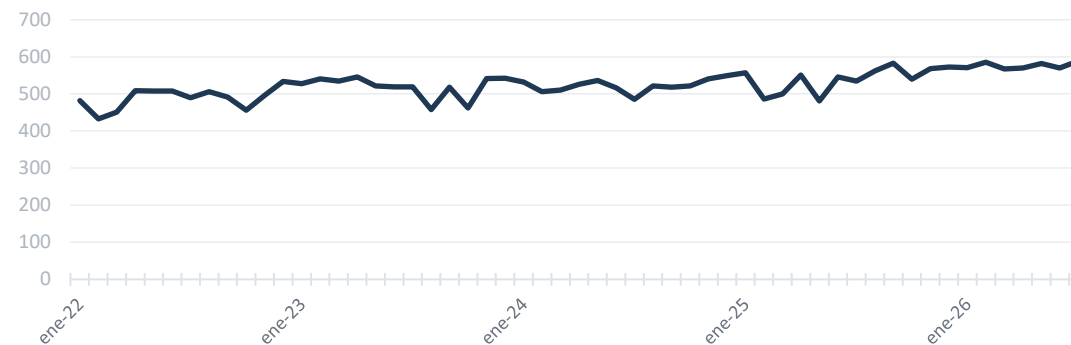
- Ecuación aplicada: producción (912,9) + desacumulación de existencias (33,2) – cargas a refinería (588,5) = saldo exportable (357,6 kbbl/d).
- Contraste externo: el INDEC informó exportaciones de petróleo crudo por USD 1.020 MM en julio (+144,4% a/a). A Brent 83,76 USD/bbl equivale a unos 390 kbbl/d; el balance físico da 358 kbbl/d. La diferencia se explica por el desfase entre embarque y registro aduanero.

El sistema refinador trabaja al máximo de la serie

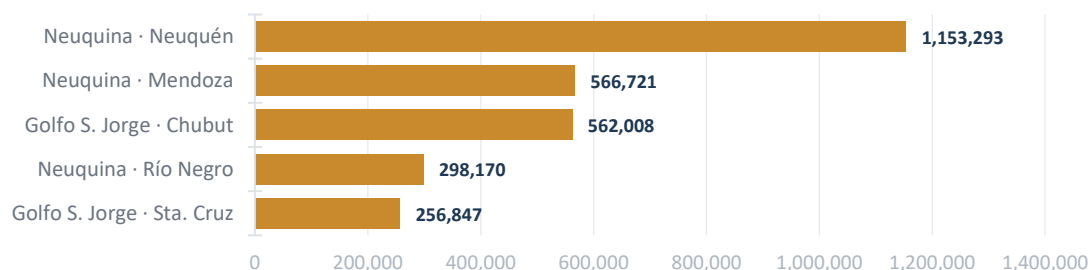
Cargas de crudo por refinería · julio 2026 [kbbl/d]



Serie de cargas de crudo a refinería [kbbl/d]



Origen del crudo procesado por cuenca [m³]

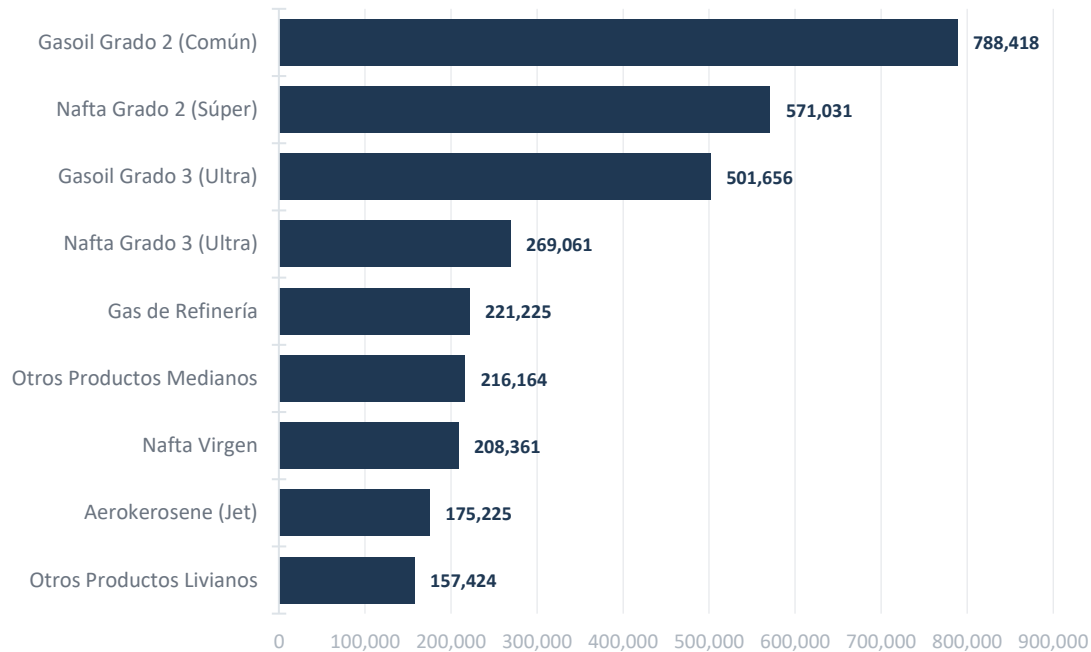


LECTURA DEL EQUIPO

- ▶ Julio procesó 2.900.675 m³ de crudo (588,5 kbbl/d), el valor más alto de la serie mensual disponible y +10,1% contra julio 2025.
- ▶ La Plata (YPF) concentra 211,4 kbbl/d, el 36% de la carga nacional.
- ▶ El 70% del crudo procesado proviene de la Cuenca Neuquina: el shale ya alimenta al sistema refinador, no solo a la exportación.
- ▶ No hubo cargas de crudo importado en el mes.

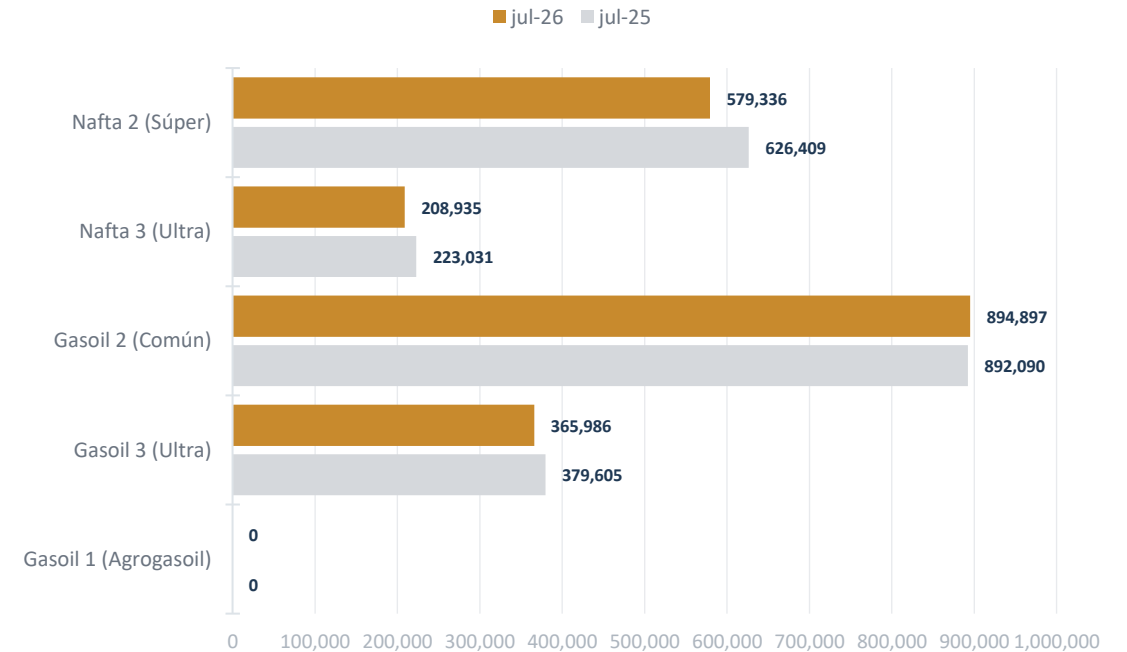
Qué sale de las refinerías y qué consume el país

Subproductos obtenidos · julio 2026 [m³]



Total de subproductos obtenidos en el mes: 3.873.215 m³.

Ventas al mercado interno · julio 2026 vs julio 2025 [m³]

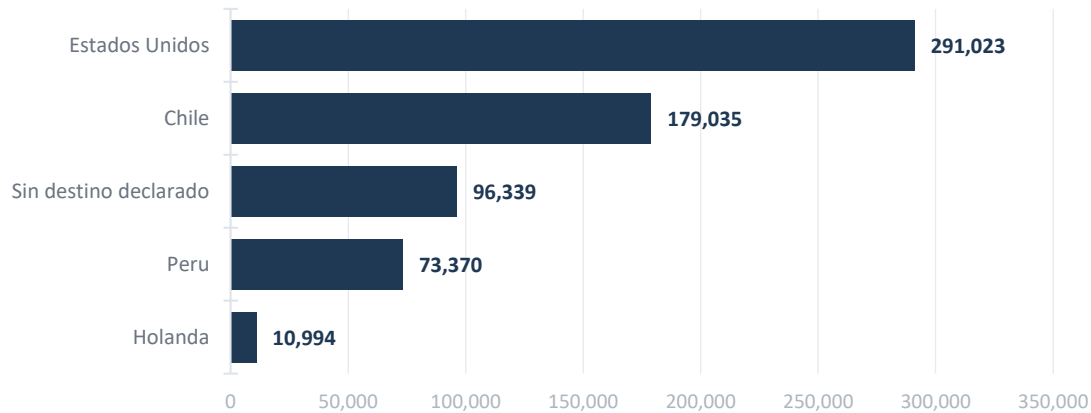


LECTURA DEL EQUIPO

- ▶ Ventas de naftas: 788.272 m³ (-7,2% a/a). Gasoil: 1.260.883 m³ (-0,9% a/a).
- ▶ El gasoil es 62% del combustible líquido vendido: la demanda del país sigue siendo mayormente de transporte de carga y agro.

Estados Unidos y Chile absorben el crudo del Neuquén

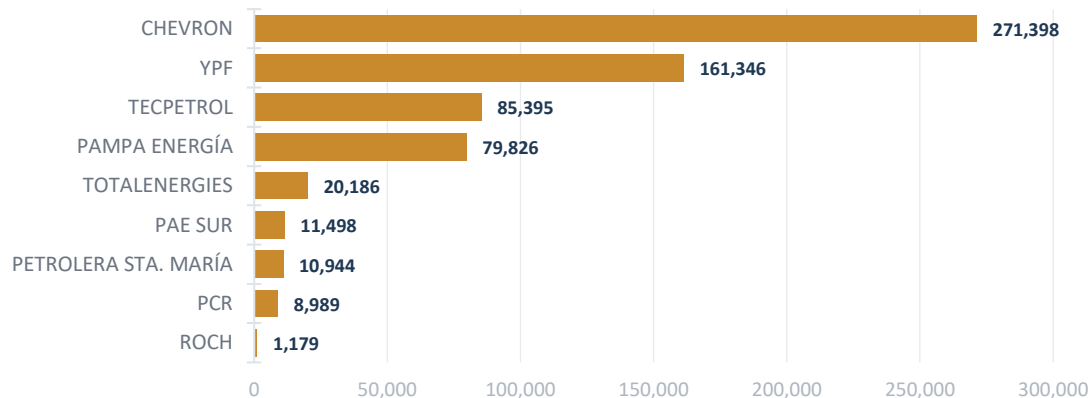
Destino del crudo exportado · julio 2026 [m³ declarados]



Serie de crudo exportado declarado [miles de m³/mes]



Empresas exportadoras de crudo · julio 2026 [m³ declarados]

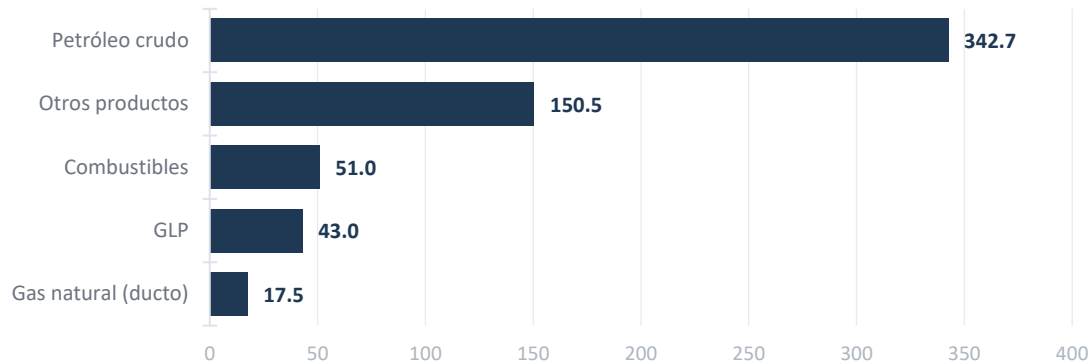


LECTURA DEL DATO

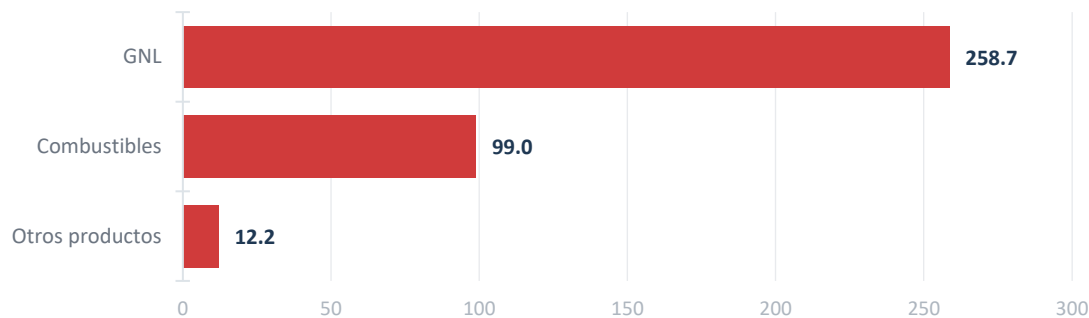
- El 90% del crudo exportado declarado es Medanita de Neuquén: 586.828 m³ de 650.761 m³.
- El precio implícito de exportación es 83,7 USD/bbl, prácticamente igual al Brent medio de julio (83,76 USD/bbl).
- La caída de la serie desde mayo no es real: responde a que Vista, Shell (CHNC) y Pluspetrol CN aún no declararon julio. Corregido por cartera comparable, la exportación se ubica en torno a 302–358 kbbl/d.

El invierno importa gas; el resto del año exporta petróleo

Exportaciones declaradas por rubro · julio 2026 [MM USD]



Importaciones por rubro · julio 2026 [MM USD]



Balanza del sector según declaraciones SESCO [MM USD]



LECTURA DEL EQUIPO

- Las importaciones de julio (370 MM USD) son casi todas GNL: 259 MM USD, el 70% del total. Es el pico estacional de invierno.
- Según el INDEC, el saldo energético de julio fue de USD 892 MM y acumula USD 6.853 MM en el año.
- El crudo pasó a ser el segundo producto más exportado del país, por encima de la soja y los vehículos.

Qué está completo y qué no en la declaración de julio

BASE	DECLARAN JUL	DECLARAN JUN	USO EN ESTE INFORME
Producción de pozos (Capítulo IV)	60	61	Completo. Solo falta RIBEIRO S.R.L. (787 pozos, 2.881 bbl/d)
Cargas a refinería (SESCO)	23	28	Robusto: las 6 refinerías mayores declararon; faltan plantas topping menores
Existencias de crudo (SESCO)	31	47	Se usa la cartera comparable de 31 empresas para el Δ de existencias
Comercio exterior (SESCO)	37	47	Parcial: se declara el dato y se estima el saldo por balance físico
Ventas al mercado interno (SESCO)	30	36	Volúmenes en línea con la serie; los ausentes son operadores menores

ADVERTENCIA METODOLÓGICA

- ▶ Criterio general: los niveles se publican con todos los registros disponibles; las variaciones mes contra mes se calculan sobre cartera comparable (empresas presentes en ambos meses).
- ▶ Exportadores de crudo sin declaración de julio y su promedio marzo–mayo 2026: VISTA 297.003 m³ · SHELL (CHNC) 206.196 m³ · PLUSPETROL CN 155.258 m³ · VISTA LACH 146.009 m³ · CAPEX 28.745 m³.
- ▶ Por eso el informe reporta el saldo exportable calculado por balance físico y no la suma de las declaraciones de exportación, que subestima el mes en dos tercios.

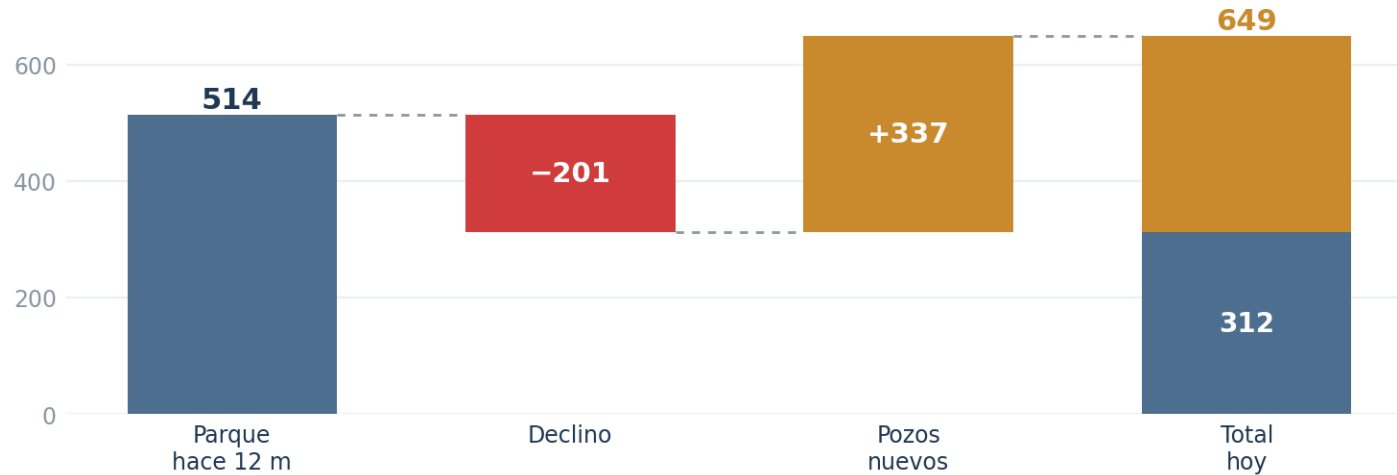
PARTE V

Lo que el récord no muestra

Cinco lecturas que no aparecen en el titular del mes: el declino que hay que reponer, la petrolización del sistema, el agua, el mapa que se abre y el convencional que cambió de manos

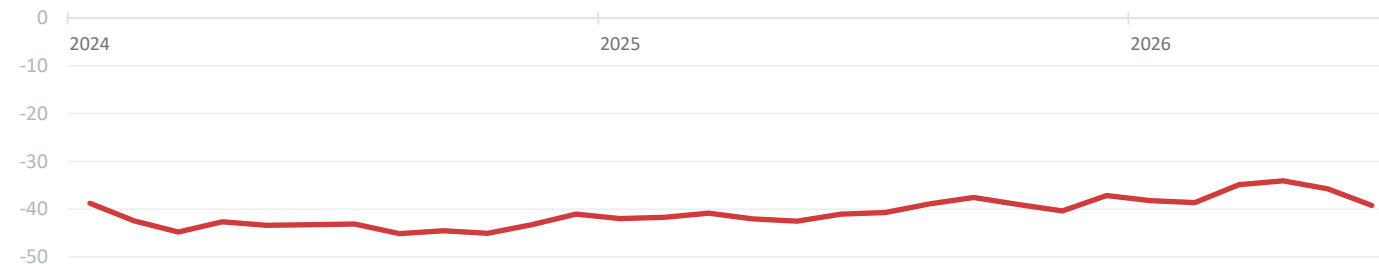
Seis de cada diez pozos nuevos se usaron solo para reponer el declino

El parque de hace 12 meses, hoy — descomposición [kbb/d]



Parque preexistente = pozos con producción hace 12 meses. Declino = lo que perdió ese mismo conjunto; el resto, aporte de altas.

Declino interanual del parque preexistente [%]



EL CÁLCULO DEL MES

- ▶ Los 3.074 pozos que producían en julio 2025 entregaban 513,6 kbb/d. Hoy esos mismos pozos entregan 312,2: -39,2% en doce meses.
- ▶ Son 201,4 kbb/d que hubo que reponer antes de sumar un solo barril de crecimiento.
- ▶ El declino se mantiene entre 34% y 42% anual desde 2023: no da señales de aplanarse pese al cambio de diseño.

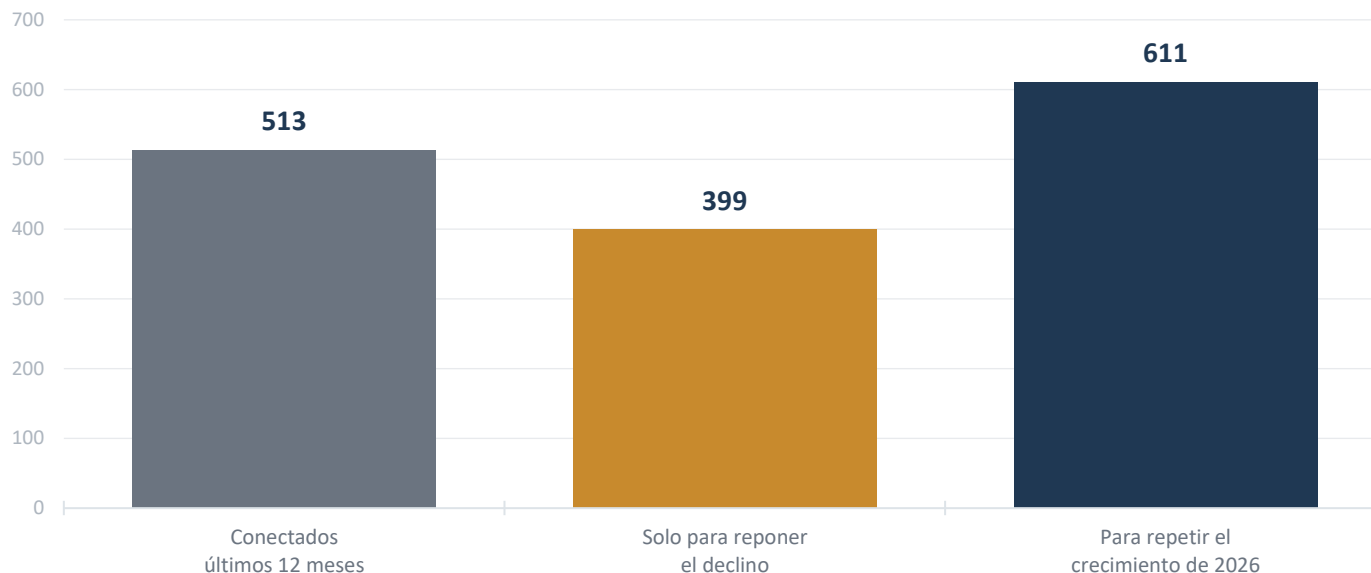
EL NÚMERO

62%

de los 513 pozos conectados en el año se consumió en reponer el declino. Solo 197 fueron crecimiento neto.

Para repetir 2026 harían falta 19% más pozos que los que se conectaron

Pozos no convencionales necesarios en los próximos 12 meses [#]



Supuestos declarados: declino del parque actual igual al observado (-39,2% a/a) y aporte del pozo nuevo igual al promedio de los últimos doce meses (638 bbl/d en su primer año).

NOC hoy

648,9 kbbl/d

Crecimiento del año

+135,3 kbbl/d

Declino a reponer

254,5 kbbl/d

Aporte del pozo nuevo

638 bbl/d

LA CUENTA

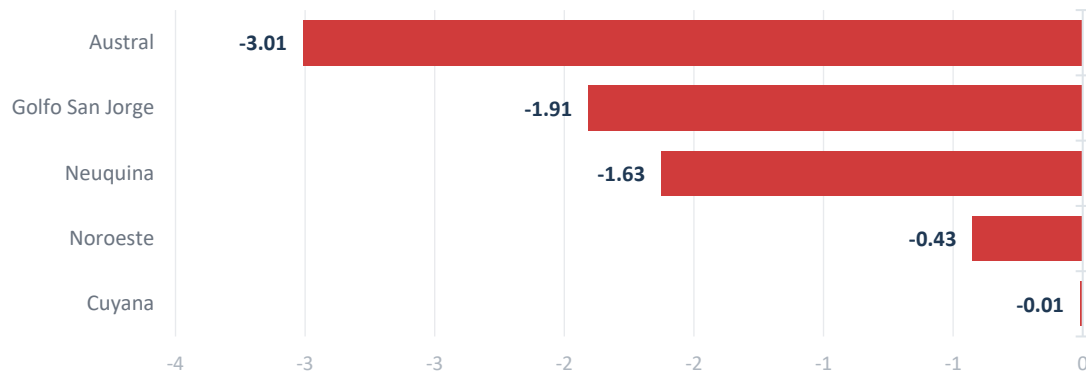
- ▶ El parque actual perderá 254,5 kbbl/d en doce meses si repite el declino observado. Reponerlo exige 399 pozos.
- ▶ Volver a crecer +26,3% pide 212 pozos más: 611 en total.
- ▶ En los últimos doce meses se conectaron 513. La brecha es de 98 pozos, +19,1%.

PARA REFLEXIONAR

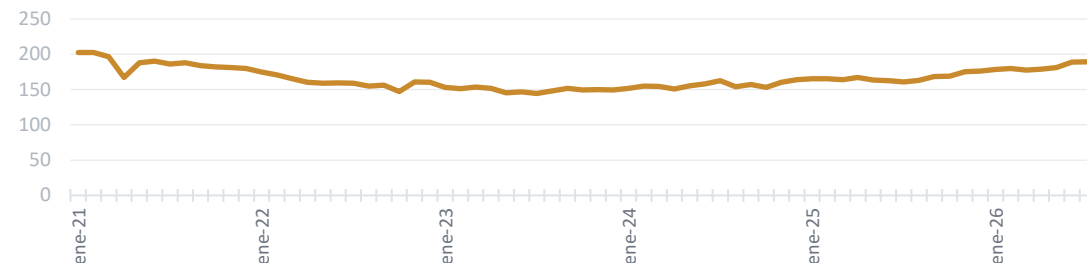
El crecimiento de Vaca Muerta no se financia con pozos: se financia con equipos de fractura. Y julio mostró justamente lo contrario —la mayor caída mensual de etapas del año— con siete sets fuera de operación.

El petróleo bate récords y el gas cae en las cinco cuencas convencionales

Gas convencional por cuenca · variación jul-26 vs jul-25 [MMm³/d]



Relación gas-petróleo de los pozos de Vaca Muerta [m³ gas / m³ petróleo]



Áreas con mayor caída y mayor suba de gas · a/a [MMm³/d]

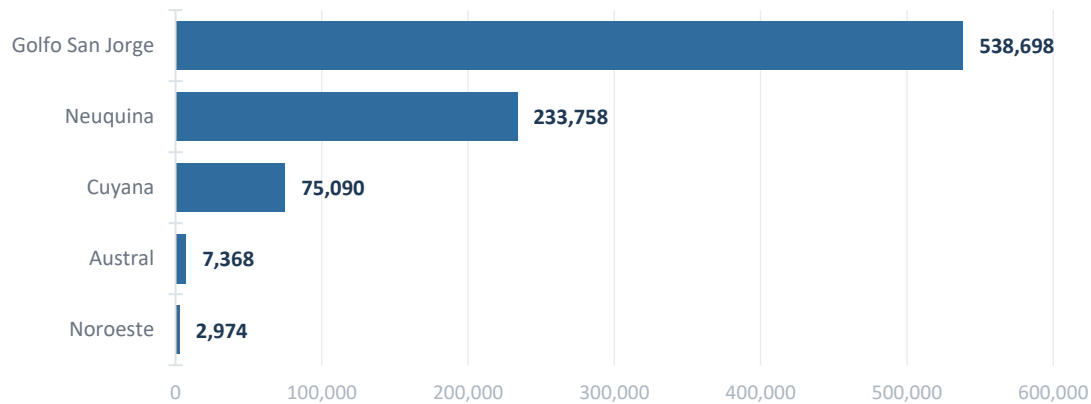


LECTURA DEL EQUIPO

- El gas del país cae -1,8% interanual: el shale suma +6,1% pero el convencional pierde -12,9% y el tight -8,9%.
- La caída es transversal: Golfo San Jorge -20,0%, Noroeste -13,8%, Austral -11,3%, Neuquina convencional -11,1%. No hay una cuenca que compense.
- Y dentro del shale, el gas se está volviendo asociado: el GOR de los pozos petrolíferos de Vaca Muerta pasó de 176 a 189 m³/m³ en siete meses. Es gas que aparece donde hay oleoductos, no donde hay gasoductos.
- El sistema argentino se está petrolizando: crece en la molécula que se exporta por barco y retrocede en la que abastece el invierno.

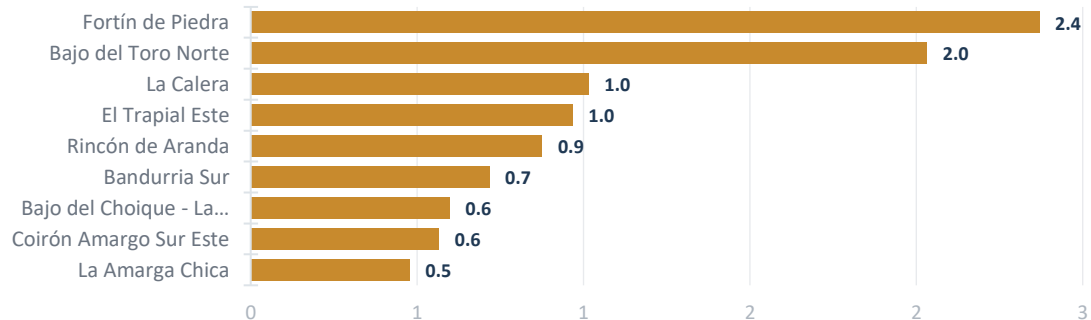
Por cada barril de petróleo, el país levanta seis de agua

Agua producida por cuenca [m³/d] y relación agua-petróleo

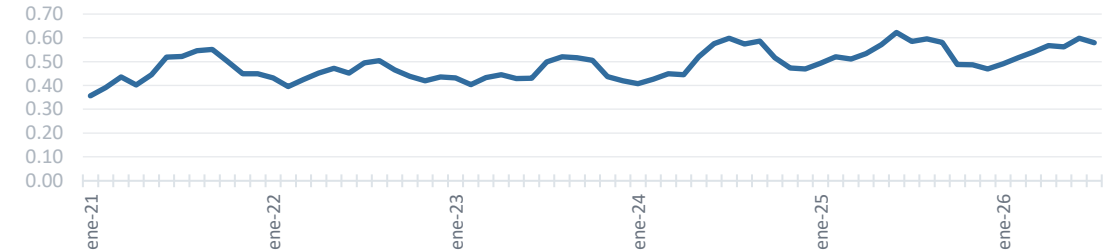


Golfo San Jorge: WOR 20,5 · Neuquina: WOR 2,0 · Cuyana: WOR 35,5 · Austral: WOR 5,1

Relación agua-petróleo por área de la ventana de petróleo [m³/m³]



Relación agua-petróleo de Vaca Muerta shale [m³/m³]



PAÍS

5,9 : 1

857.888 m³/d de agua contra 145.146 m³/d de petróleo

GOLFO SAN JORGE

20,5 : 1

corte de agua del 95,4%: el convencional maduro mueve agua, no crudo

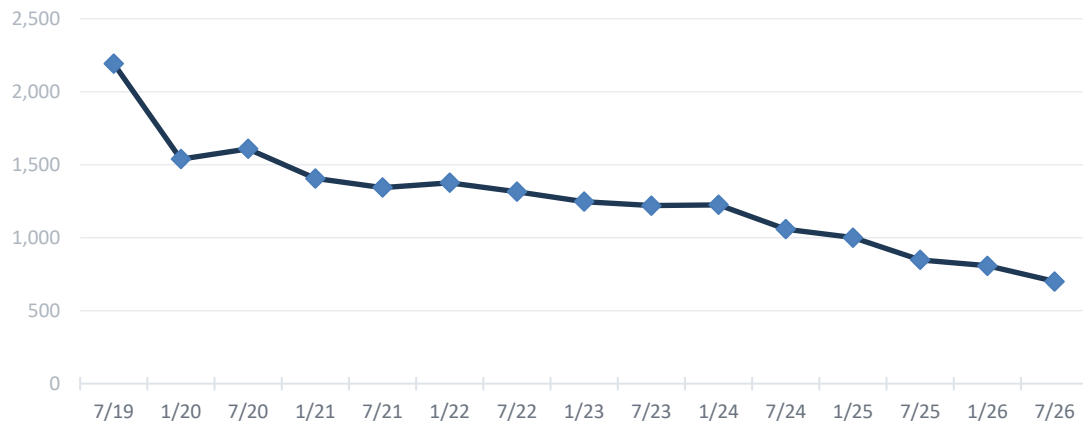
VACA MUERTA

0,58 : 1

estable a/a, pero el volumen creció +25,2% hasta 59.191 m³/d

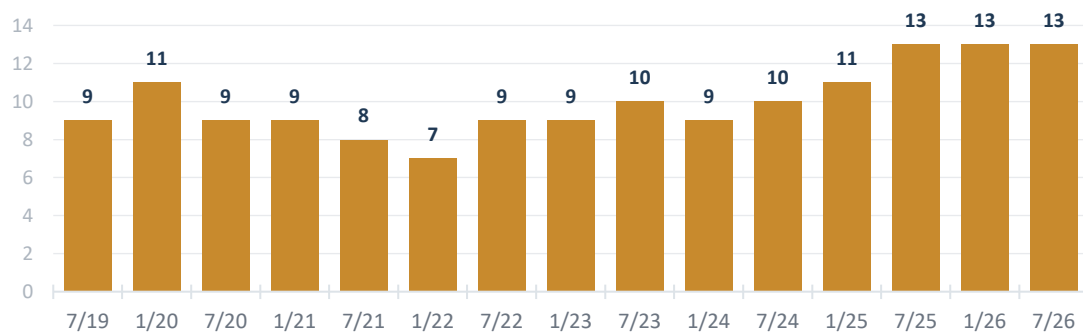
Vaca Muerta dejó de ser un puñado de bloques

Concentración de la producción de petróleo NOC · índice HHI por área



HHI = suma de los cuadrados de las participaciones. Cuanto más bajo, más repartida la producción.

Áreas necesarias para explicar el 80% del crudo NOC [#]



POR QUÉ IMPORTA

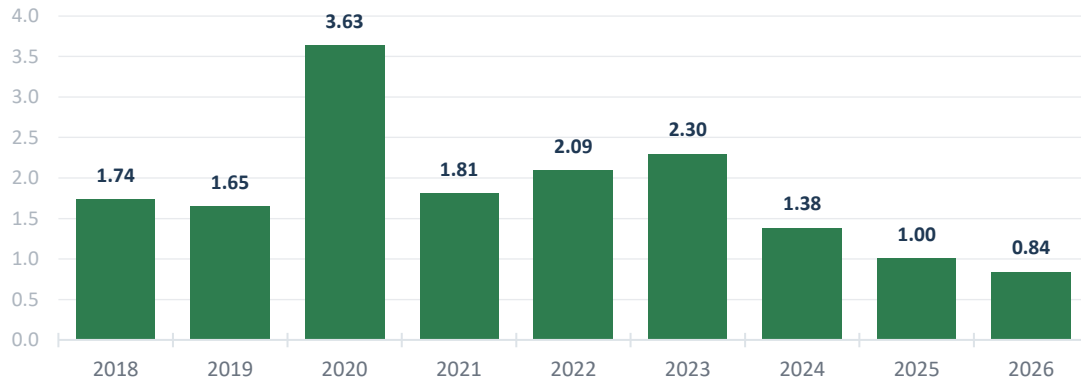
- ▶ El HHI por área cayó de 2.193 en 7/2019 a 700 hoy. Hacen falta 13 concesiones para explicar el 80% del crudo no convencional, contra 9 a comienzos de 2023.
- ▶ Hay 74 áreas de concesión con producción no convencional y 25 operadoras activas.
- ▶ Pero la concentración por operadora sigue alta: HHI de 2.743, con YPF en el 48,9% del crudo.
- ▶ La lectura: el riesgo de cartera se redujo del lado geológico y operativo, pero no del lado accionario. El play se abrió; la industria no.

TRES LECTURAS

- ▶ Menos exposición a un solo bloque: una parada no programada en Loma Campana pesa hoy la mitad que en 2023.
- ▶ Más frentes de desarrollo simultáneos exigen más infraestructura de evacuación y más sets de fractura móviles.
- ▶ Y abre espacio a operadoras medianas: diez empresas declararon producción por primera vez en los últimos doce meses.

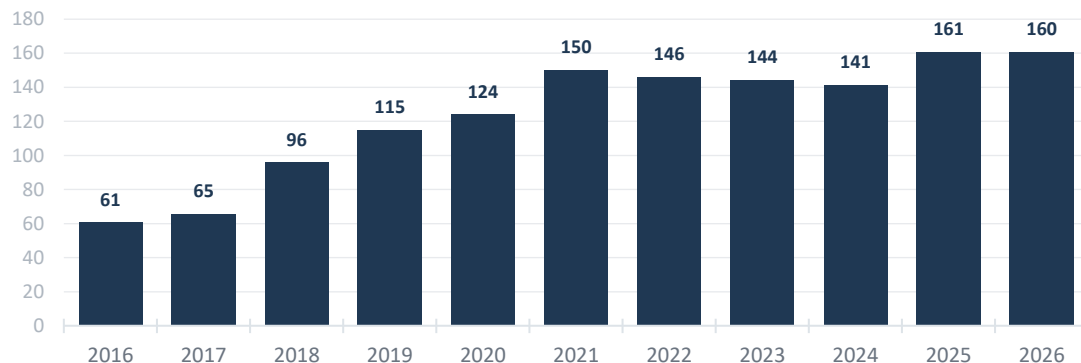
El pozo llega a producción en menos de un mes, pero el parque rinde menos

Meses entre el fin de la fractura y la primera producción

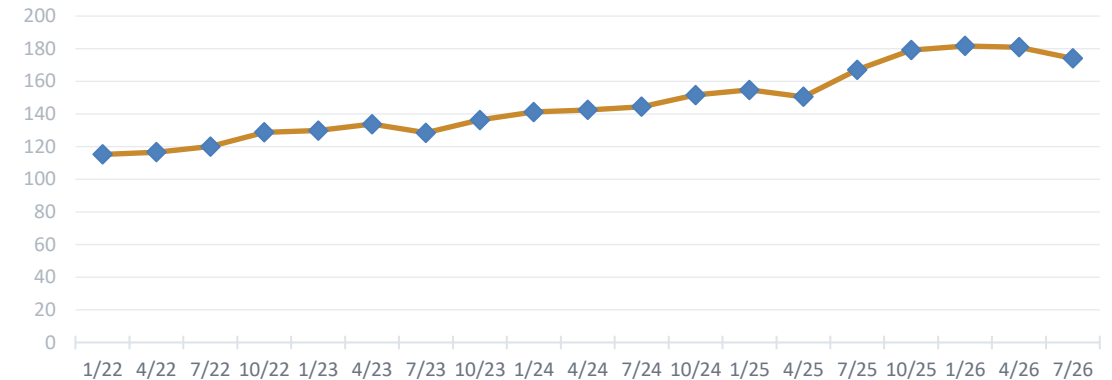


Adjunto IV cruzado con la primera producción del Capítulo IV · 2.598 pozos con ambas fechas.

Caudal medio de los primeros tres meses, por campaña [m³/d]



Productividad media del parque no convencional [bbl/d por pozo]

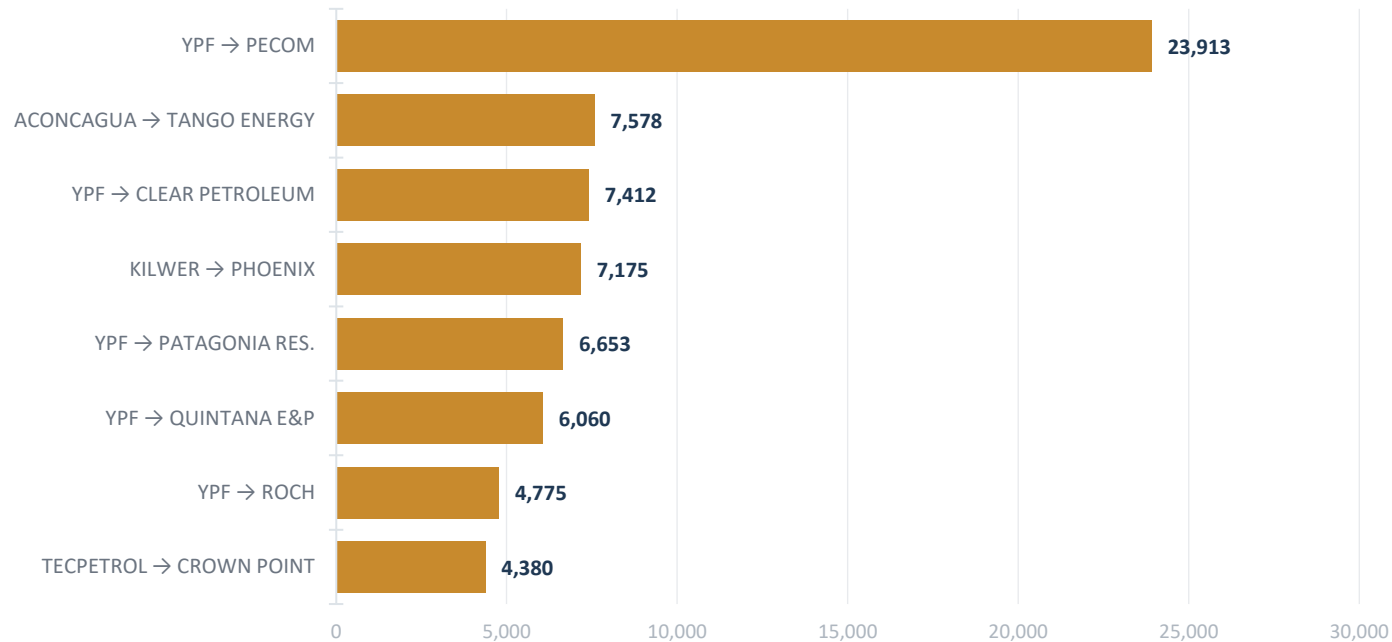


LECTURA DEL EQUIPO

- El tiempo entre el fin de la fractura y la primera producción bajó de 1,74 meses en 2018 a 0,84 en 2026: la logística de conexión dejó de ser el cuello de botella.
- El caudal inicial estuvo estancado entre 2021 y 2024 (150 a 141 m³/d) y dio un salto en 2025–2026 hasta 160 m³/d.
- Aun así, la producción media del parque cayó de 182 a 174 bbl/d por pozo: el parque envejece más rápido de lo que entran pozos nuevos de alto caudal.
- Es la misma cinta de correr, vista desde el pozo promedio.

Un cuarto del crudo convencional tiene hoy un operador distinto al de hace un año

Trasposos de operación · julio 2025 → julio 2026 [bbl/d de julio 2026]



Se comparan pozos presentes en ambos meses. Se excluyen los cambios de denominación societaria sin transferencia de activos.

LA MAGNITUD

76,5 kbbl/d

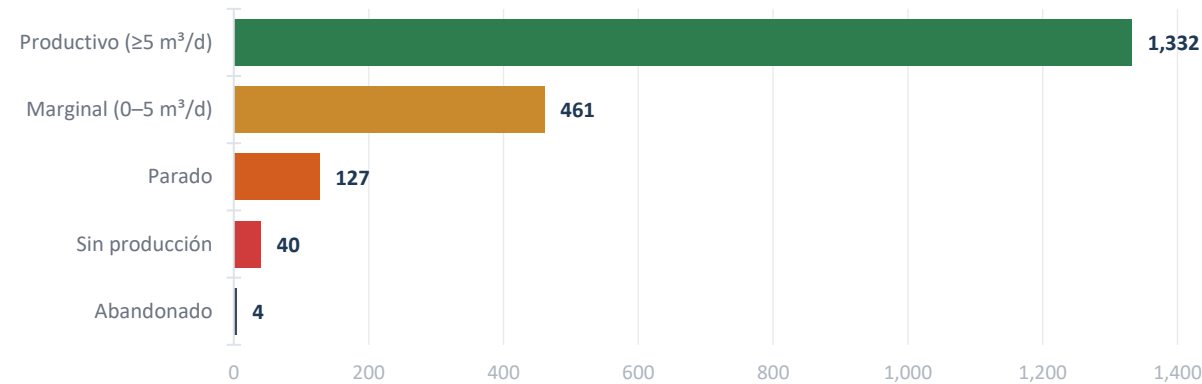
en 20.157 pozos cambiaron de operador en doce meses: el 24% del petróleo convencional del país. Participaron 11 empresas cedentes y 20 receptoras.

QUÉ SE ESTÁ REORDENANDO

- ▶ YPF cedió 49,3 kbbl/d en 14.391 pozos hacia PECOM, Clear, Patagonia Resources, Quintana y ROCH.
- ▶ Tango Energy completó la compra del 100% de Aconcagua Energía en mayo de 2026: 15 concesiones convencionales en Río Negro, Neuquén y Mendoza.
- ▶ Diez operadoras declararon producción por primera vez en el año.

El indicador que seguimos mes a mes: +8 pozos fuera de umbral

Estado de los 1.964 pozos de petróleo de Vaca Muerta con 12+ meses · julio 2026



LECTURA DEL EQUIPO

- El inventario creció 8 pozos en el mes: es un indicador de seguimiento, no una novedad. Lo publicamos para dar continuidad a la serie.
- Los 628 candidatos se dividen en 252 horizontales —tesis de refractura— y 376 verticales, de los cuales 317 están en Loma Campana.
- Conjuntamente aportan el 0,81% del crudo de la formación y acumulan 117,6 MMbbl de producción histórica.
- La metodología completa —universo, clasificación, curva de maduración y proyección— está en el anexo de trazabilidad y en la hoja «VM universo» del Excel de respaldo.

INDICADOR	JUL-26	JUN-26
Parque maduro (12+ meses)	1.964	1.930
Parados o por debajo de 5 m³/d	632	624
Tasa sobre el parque maduro	32,2 %	32,3 %
Candidatos técnicos (excluye abandonados)	628	620

LO QUE CAMBIA LA MIRADA DE ESTE MES

El inventario de pozos marginales es un stock que se acumula despacio. La cinta de correr del declino, en cambio, es un flujo que exige decisiones todos los meses.

Reponer el declino de un año cuesta 399 pozos nuevos. El inventario maduro completo son 628 pozos ya perforados, con instalaciones construidas y reservorio probado.

Esa comparación —capital nuevo contra capital ya inmovilizado— es la que ordena la agenda de intervención.

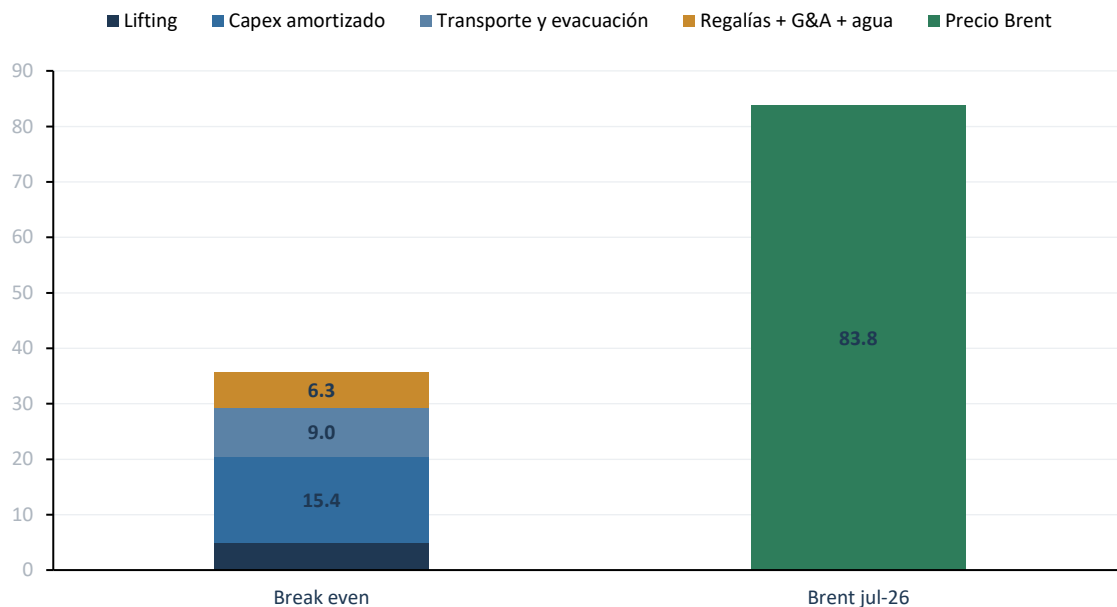
PARTE VI

La cuenta que importa

Traducir el récord a capital, arena y camiones — y darle valor al agua. Cuatro lecturas económicas que el volumen no muestra.

El récord cuesta USD 6.100 millones por año

Costo técnico del barril vs. Brent · julio 2026 [USD/bbl]



Break even ~36 vs Brent 83,8 → netback ~48 USD/bbl (57%). Lifting asumido USD 5/bbl.

INVERSIÓN D&C PARA SOSTENER + CRECER

USD ~6.100 MM / año

611 pozos/año · rango 5.200–7.900 según costo de pozo (USD 8,5–13 MM)

BREAK EVEN (HALF-CYCLE)

~USD 36/bbl

lifting USD 5/bbl

NETBACK VS BRENT

~57 %

~USD 48/bbl de margen

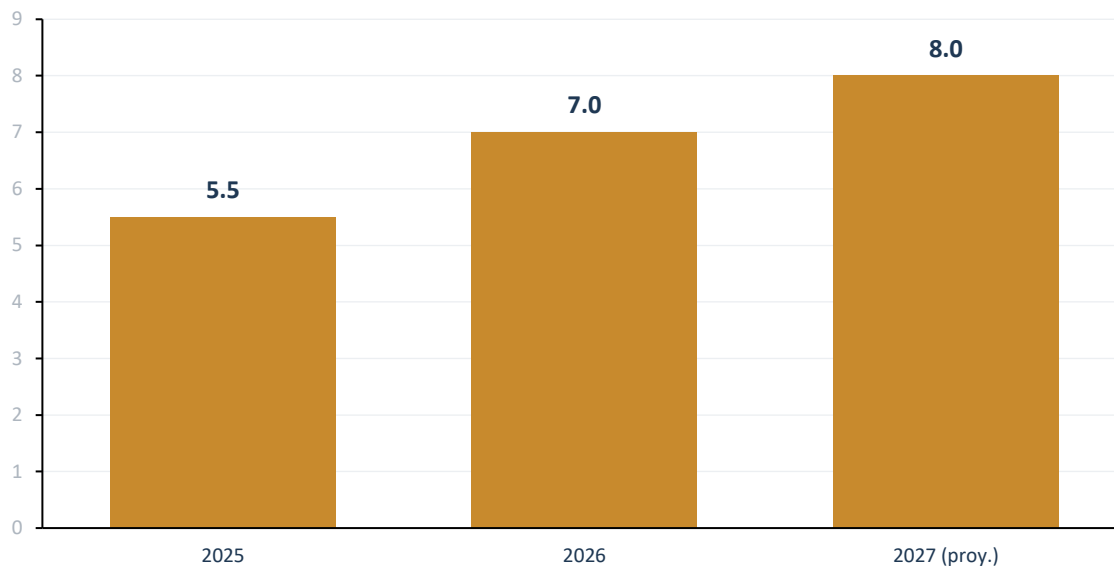
LECTURA DEL EQUIPO

- Sostener el nivel (399 pozos) ya pide ~USD 4.000 MM/año; repetir el crecimiento de 2026 lo lleva a ~6.100 MM. Es capex de perforación y terminación — sin facilities, midstream ni land.
- Con lifting de USD 5/bbl el barril cierra a ~USD 36 y deja ~57% de netback contra el Brent de julio. El play es rentable: el problema es la escala de capital, no el margen.
- Los dos drivers del break even son el costo por pozo y el EUR. Ahí pega la refractura/EOR: sube el EUR sobre capital ya hundido y baja el USD/bbl.

EUR medio 650 Mbbl (rango 450–900). Costo de pozo: GAPP, jul-2026. Break even = costo técnico / (1 – regalía 12%).

El techo no lo pone la roca: lo ponen la arena y los camiones

Demanda de arena de fractura del país [MM t/año]



Solo el crudo, para sostener + crecer un año: ~6,9 MM t — casi toda la arena del país de 2026.

ETAPAS DE FRACTURA

~30.200/año

≈ toda la capacidad proyectada del país (30.000)

ARENA

6,9 MM t

≈ la demanda total del país 2026 (7,0)

CAMIONES

~300.000 cargas

~1.000/día · flota ~4.300 al límite

COSTO DE LA ARENA

~USD 900 MM

puesta en boca de pozo (USD ~130/t)

LECTURA DEL EQUIPO

- Sostener + crecer el crudo pide ~611 pozos = ~30.200 etapas: prácticamente toda la fractura que el sector proyecta para 2026. No hay margen ocioso para crecer más rápido.
- Cada pozo consume ~11.300 t de arena ≈ 490 camiones. El 75% viene de Ibicuy (Entre Ríos), a más de 1.000 km; el viaje pasó de 48 a 70-75 h y en boca de pozo hay 2-3 días de stock. El set no puede parar ni una hora.
- Julio ya mostró el límite: -27,2% de etapas por 7 sets fuera de servicio. El crecimiento se financia con logística, no con reservas.

Fuentes: fracstages.com / L. Fucello · Capítulo IV (arena y rama por pozo, campañas 2024+) · Planeta Camión / prensa sectorial (arena y flota 2025-2027).

La misma película: Vaca Muerta es el Permian, una década atrás

Parámetro	Vaca Muerta	Permian
Crudo (2026)	~0,64 MMbbl/d	~8,1 MMbbl/d (~13×)
Pozos completados / año	~600	~4.000–5.000
Equipos activos	~15–20 sets de fractura	~300–310 rigs
Rama lateral media	~2.970 m	> 3.050 m
Etapas por pozo	~49	~50–60
Intensidad de arena	~3,8 t/m (~2.550 lb/ft)	~2.500–4.000 lb/ft
Declino base	parque preexistente –39% a/a	1er año 65–78%
Costo D&C	~USD 1.000 / pie lateral	~USD 775 / pie lateral
Break even (half-cycle)	~USD 31–43/bbl	~USD 38–50 WTI
Madurez del play	temprano — curva-S en ascenso	maduro — meseta

LECTURA DEL EQUIPO

- ▶ Misma calidad de roca y sobrepresión, pero VM produce ~13× menos y va una década atrás en la curva-S. Lo que en Permian ya es “estabilidad industrializada”, en VM recién empieza.
- ▶ El declino manda en las dos: el Permian sostiene su meseta con ~300 equipos; VM reproduce la misma cinta de correr con ~15-20 sets. La diferencia no es geológica, es de escala y de servicios.

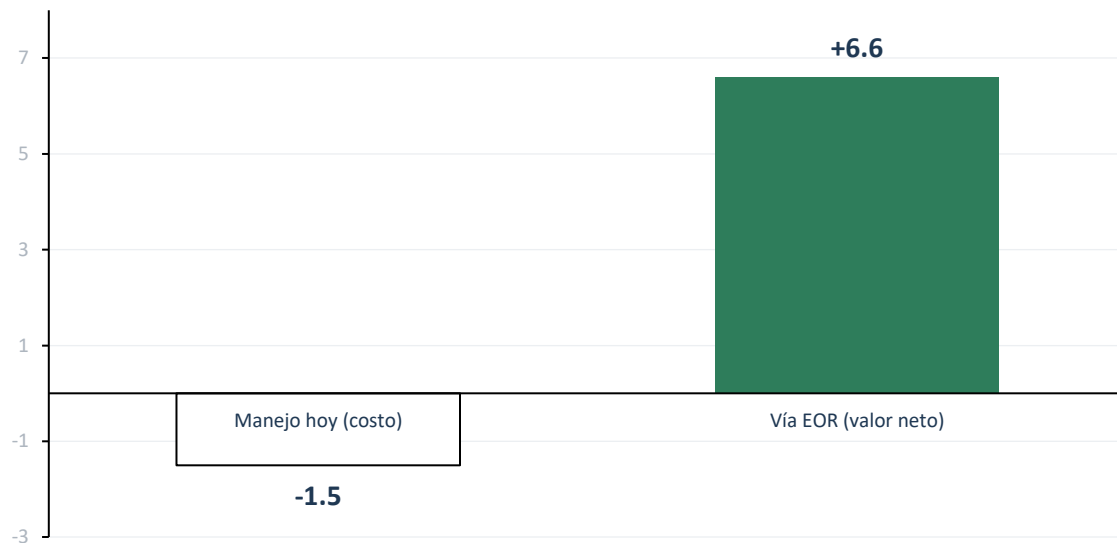
POR QUÉ IMPORTA

- ▶ El cuello de botella difiere: Permian tiene múltiples salidas y una industria de servicios madura; VM depende de una sola cuenca, arena a 1.000 km y evacuación en construcción.
- ▶ Para una audiencia internacional, VM se lee como el Permian de 2014: la tesis de inversión es la curva por delante, no la de atrás.

Fuentes: EIA, Enverus, petropt (Permian) · Capítulo IV, fracstages.com y GAPP (Vaca Muerta). Rangos redondeados para comparación.

El agua no es solo un costo: es la palanca del EOR

Valor del m³ de agua del convencional maduro [USD/m³]



El mismo m³ pasa de costar ~1,5 a valer ~6,6 si se reinyecta en un patrón de barrido (0,1 bbl/m³, Brent 83,8).

WOR · GOLFO SAN JORGE

20,5 : 1

barriles de agua por barril de petróleo (corte 95%)

MANEJO DEL AGUA (CONV.)

~USD 436 MM/año

~USD 4,5 de cada barril de crudo

RATIO INYECCIÓN / PRODUCCIÓN

1,2 – 1,5

objetivo para mantener presión (VRR ≈ 1)

POTENCIAL ILUSTRATIVO

~8.000 bbl/d

redirigir 100.000 m³/d a flood ≈ USD 245 MM/año

LECTURA DEL EQUIPO

- ▶ En el convencional maduro se levantan 19 m³ de agua por m³ de petróleo (95% de corte). La bomba, la energía, el tratamiento y la disposición escalan con el agua, no con el crudo.
- ▶ Esa agua ya está en superficie y ya se paga. Reinyectada en barrido (VRR≈1, ratio 1,2-1,5) deja de ser pasivo: a 0,1 bbl incremental por m³ y Brent 83,8, el m³ vale ~USD 6-7 neto.
- ▶ Es la tesis de valor para activos convencionales maduros: convertir el fluido que hoy es costo en la palanca de recuperación incremental.

Rangos ilustrativos tipo "cuenta de almacenero"; los factores de EOR son específicos de cada campo. Agua producida: Capítulo IV, jul-2026.

Cuatro miradas sobre julio 2026

INGENIERÍA DE RESERVORIOS

El récord de 912,9 kbb/d convive con un declino de base que no cede: -39,2% anual sobre el parque preexistente, estable desde 2023 pese al cambio de diseño. Sostener el nivel actual exige 399 pozos por año antes de sumar un solo barril de crecimiento. El diseño mejoró el pico inicial, no la pendiente.

DOWNSTREAM Y COMERCIO EXTERIOR

Por primera vez el sistema refinador procesa 589 kbb/d, máximo de la serie, y aun así queda un saldo exportable de 358 kbb/d. El cuello de botella dejó de ser la producción: es la capacidad de evacuación, de refinación y —cada vez más— la de tratar el agua que viene con el crudo, 5,9 m³ por cada m³ de petróleo.

ESTADÍSTICA Y DATOS

Tres advertencias de completitud cambian la lectura del mes: RIBEIRO no declaró producción (787 pozos), 10 empresas no declararon comercio exterior y 16 no declararon existencias. Los niveles se publican con todo lo disponible y las variaciones, sobre cartera comparable. El HHI por área cayó de 1.247 a 700: el play se abrió, y eso reduce el riesgo de cartera del país.

ECONOMÍA DE LA ENERGÍA

A Brent 83,76 USD/bbl, el saldo exportable de julio vale unos USD 929 MM, y el INDEC informó USD 1.020 MM de crudo exportado. Pero el gas retrocede -1,8%: el país gana dólares con el barril y los gasta importando GNL en invierno. Es un balance cada vez más asimétrico entre las dos moléculas.

De dónde sale cada dato de este informe

FUENTE	ARCHIVO	CORTE	ALIMENTA
Capítulo IV — Producción de pozos	Cap IV\Producción\produccion-de-pozos-de-gas-y-petroleo-2026.csv	27-ago-26	Producción, estado y clasificación de los 78.750 pozos del país
Capítulo IV — No convencional	Cap IV\produccion-de-pozos-de-gas-y-petroleo-no-convencional.csv	27-ago-26	Historia mensual NOC desde 2012, campañas y coordenadas para los mapas
Adjunto IV — Datos de fractura	datos-de-fractura-...-actualizacin-diaria (7).csv	2026-08-18	Diseño por pozo: rama lateral, etapas, arena y agua
fracstages.com — L. Fucello	Dataset embebido en la web + relevamiento mensual del autor	jun-26 / jul-26	Etapas por año, mes, operadora, servicio y tipo de reservorio
SESCO — Tableros dinámicos	TD_comercioexterior · TD_cargas_y_subproductos · TD_Ventas_mercado · TD_consumopropio_existencias	21-ago-26	Refinación, derivados, ventas internas, exportaciones e importaciones
SESCO — Recuperación asistida	Producción_EOR_Argentina_Julio-2026.xlsx (serie propia)	jul-26	Producción EOR por bloque, operadora y provincia

Las bases del usuario se leen sin modificarlas. Todos los archivos generados se escriben en la carpeta «Informe Julio 2026».

Cómo se calcula cada indicador

CONCEPTO	FÓRMULA	NOTA
Caudal de petróleo	$oil_m^3/d = prod_pet \div 31 \cdot bbl/d = m^3/d \times 6,2898$	Promedio día calendario, no día efectivo de flujo (tef)
Caudal de gas	$gas_km^3/d = prod_gas \div 31 \cdot MMm^3/d = km^3/d \div 1.000$	prod_gas está expresado en miles de m³ por mes
Área	campo areapermisiconcesion	No areayacimiento: el yacimiento fragmenta activos como Cerro Dragón
Pozos operables / tasa de parados	$operables = activos + parados \cdot tasa = parados \div operables$	Excluye abandonados, inyectoros y reserva/estudio
Variación del convencional	cartera comparable: operadoras presentes en ambos meses	Evita que altas o bajas de carga administrativa se lean como producción
Saldo exportable de crudo	$producción + \Delta existencias - cargas a refinería$	Δ existencias sobre las 31 empresas presentes en junio y julio

AGRUPACIÓN DE ESTADOS DE POZO (campo tipoestado)

Activo: Extracción Efectiva · Parado: Parado Transitoriamente, En Espera de Reparación, En Reparación, Parado Alta Relación Agua/Petróleo, Parado Alta Relación Gas/Petróleo, Otras Situación Inactivo · Abandonado: Abandonado, A Abandonar, Abandono Temporario · Inyector: En Inyección Efectiva, Mantenimiento de Presión · Reserva/Estudio: En Reserva para Recup. Sec./Asist., En Reserva de Gas, En Estudio, Otras Situación Activo

Metodología del análisis de madurez de Vaca Muerta

1. Universo	Filtro sobre el corte de julio 2026: formacion = «vaca muerta» y sub_tipo_recurso = SHALE y tipopozo = Petrolífero. Resultado: 2.385 pozos. Se exige antigüedad $\geq$ 12 meses desde la primera producción: 1.964 pozos.
2. Clasificación	Productivo $\geq$ 5 m ³ /d (1.332); marginal 0–5 m ³ /d (461); parado (127); sin producción (40); abandonado (4).
3. Curva de maduración	Proporción de pozos en riesgo por mes de antigüedad, medida sobre los últimos 12 meses de observación, con mínimo de 15 pozos por edad. Suavizado con media móvil centrada de 13 meses y forzado monótono creciente.
4. Proyección	La curva se aplica al parque actual envejecido año a año, sumando 403 conexiones anuales. Factor de calibración 0,951 para que el año base reproduzca los 632 pozos observados.
5. Candidatos	De los 632 en riesgo se excluyen los 4 abandonados. Los 628 restantes se separan por orientación con el sufijo (h) de la sigla: 252 horizontales y 376 verticales.
6. Reproducibilidad	El listado completo de pozos del universo, con clase, antigüedad y caudal, está en la hoja «VM universo» del Excel de respaldo, para auditar el conteo pozo por pozo.

¿Tenés pozos maduros en tu portafolio?



Evaluamos inventarios de refractura y EOR con la misma metodología de este informe: universo auditable pozo por pozo, curva de maduración propia y economía del proyecto.

GtoG Energy · **CONSULTORÍA ENERGÉTICA**

Ingeniería de reservorios · Recuperación mejorada · Evaluación de activos · Analítica de datos del upstream argentino

Informe elaborado sobre las bases oficiales de la Secretaría de Energía de la Nación. Datos de actividad de fractura: fracstages.com — Luciano Fucello, Fundación Contactos Energéticos.