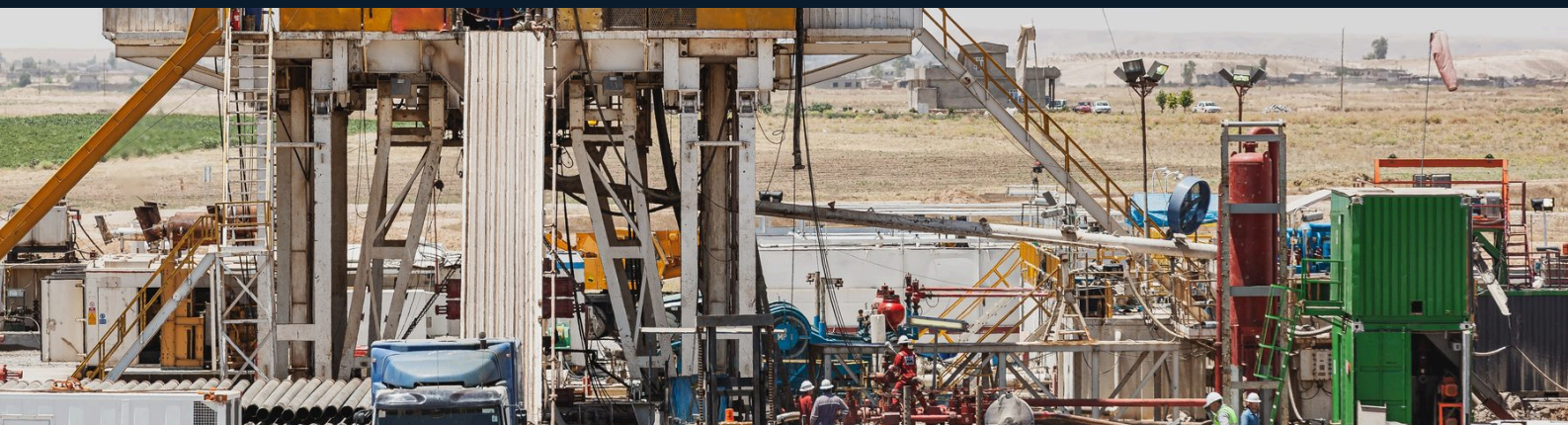


# Correr para no caer

Cuántos pozos y cuánta arena necesita Vaca Muerta, y por qué cada tonelada rinde menos

Lautaro Maggi · Ingeniero Químico (ITBA) · Especialista en Producción de Petróleo y Gas Natural (ITBA) · 12 de octubre de 2026



Vaca Muerta produce hoy 670 mil barriles de petróleo por día. Es el número que se repite en cada anuncio, en cada congreso y en cada titular. Pero hay otro número, menos citado, que explica cómo se sostiene: **el 52% de ese petróleo sale de pozos que tienen menos de un año de vida.**

Para sostener ese número hay que correr: perforar, fracturar y enganchar pozos nuevos todo el tiempo, y traer, camión tras camión, la arena que necesitan para reemplazar a los que ya empezaron a declinar.

## En 30 segundos

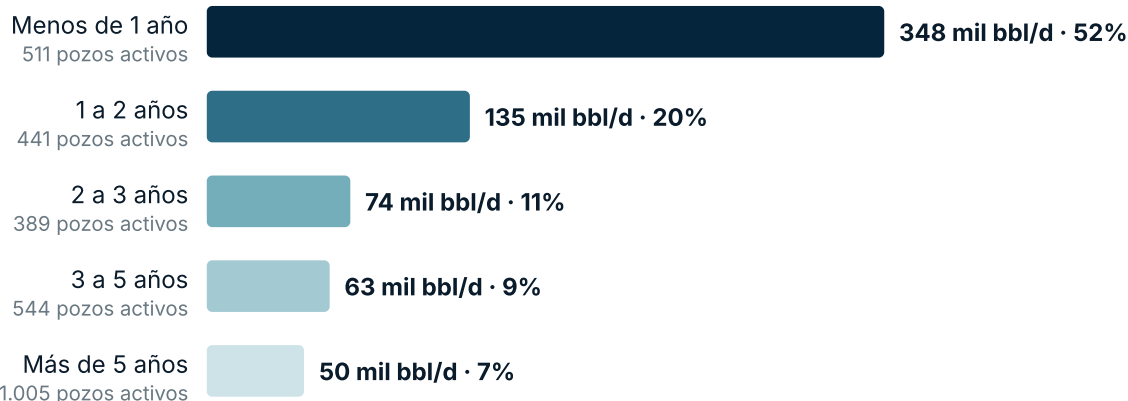
- El 52% del petróleo de Vaca Muerta sale de pozos de menos de un año. Sin pozos nuevos, la producción caería 39% en doce meses.
- Para que el país sume 100 mil barriles por día el año que viene hacen falta 581 pozos nuevos y 6,9 millones de toneladas de arena. Solo para no caer, 432 pozos y 5,1 millones de toneladas.
- Cada tonelada de arena rinde un 25% menos de petróleo que hace cuatro años: de 28 a 21 barriles en el primer año del pozo.
- No es por el gas: la caída se ve igual en los pozos de petróleo negro.
- Si el país quiere crecer 100 mil barriles por día todos los años, en 2030 habrá que llevar a Neuquén casi 9 millones de toneladas de arena: unos 800 camiones por día.

## La cinta que no para

En agosto de 2026 había en Vaca Muerta 2.890 pozos en producción. Los que entraron en producción en los últimos doce meses (521, de los cuales 511 siguen activos) aportan 348 mil barriles por día. Los 1.005 pozos de más de cinco años, el doble de pozos, aportan 50 mil.

### De dónde sale el petróleo de Vaca Muerta

Barriles por día en agosto de 2026, según la antigüedad del pozo



Fuente: Secretaría de Energía, producción por pozo no convencional (formación Vaca Muerta). Cálculo faufena.

De dónde sale el petróleo de Vaca Muerta: barriles por día en agosto de 2026 según la antigüedad del pozo

Es la naturaleza del shale. Un pozo de Vaca Muerta pierde más de la mitad de su producción en el primer año, un tercio en el segundo y después sigue cayendo más despacio. Medido con lo que hizo cada grupo de pozos entre agosto de 2025 y agosto de 2026: los de menos de un año retuvieron el 47% de su producción, los de uno a dos años el 67%, los de dos a tres el 74%.

Si mañana se dejara de perforar, **la producción de petróleo de Vaca Muerta caería 39% en doce meses**: de 670 mil a unos 410 mil barriles por día. Es como correr sobre una cinta: para quedarse en el mismo lugar hay que seguir corriendo, y cuanto más rápido va la cinta, más hay que correr.

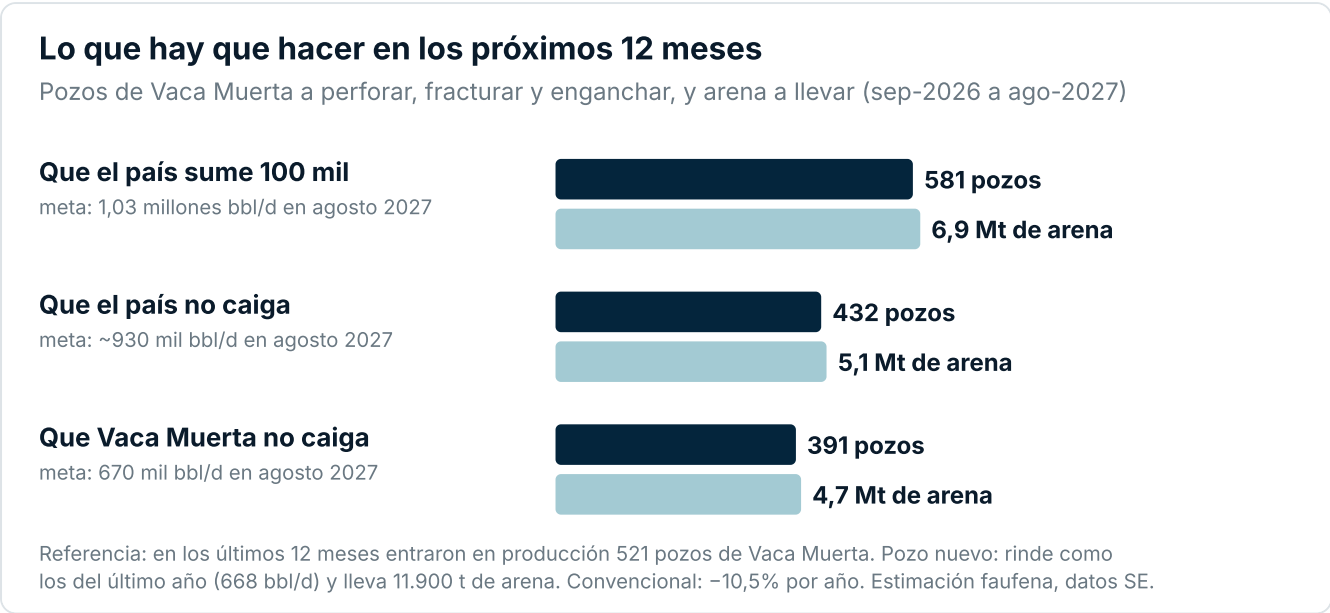
## Tres metas, tres cuentas

Para hacer la cuenta partimos de un supuesto simple: cada grupo de pozos declina como lo hizo en el último año y un pozo nuevo rinde como los que entraron en el último año (668 barriles por día de promedio en agosto). Un pozo de Vaca Muerta lleva hoy unas 52 etapas de fractura y unas 11.900 toneladas de arena. El convencional, que todavía aporta unos 260 mil barriles por día, cae 10,5% por año.

**Meta 1: que Vaca Muerta no caiga.** Hay que reemplazar unos 260 mil barriles por día en un año. Son **391 pozos** a perforar, fracturar y enganchar entre septiembre de 2026 y agosto de 2027: más de uno por día. Unas 20.300 etapas y **4,7 millones de toneladas de arena**.

**Meta 2: que el país no caiga.** Acá le pedimos a Vaca Muerta que se haga cargo también de la caída del convencional, unos 27 mil barriles por día por año. Son **432 pozos**, 22.400 etapas y **5,1 millones de toneladas de arena**.

**Meta 3: que el país sume 100 mil barriles por día cada año.** Son **581 pozos** en los próximos doce meses, 30.200 etapas y **6,9 millones de toneladas de arena**.



Pozos y arena necesarios en los próximos 12 meses para cada meta

Para dimensionarlo: en los últimos doce meses entraron en producción 521 pozos de Vaca Muerta, y con eso el país creció unos 110 mil barriles por día. El año que viene, para crecer lo mismo, hacen falta 60 pozos más. La cinta va cada vez más rápido.

Y si la meta es crecer 100 mil barriles por día todos los años, la cuenta se agranda sola, porque cada año hay más petróleo joven que sostener:

| Año  | Pozos | Etapas | Arena (millones de t) | Camiones por día | País (bbl/d)  |
|------|-------|--------|-----------------------|------------------|---------------|
| 2027 | 581   | 30.200 | 6,9                   | 630              | 1,03 millones |
| 2028 | 636   | 33.100 | 7,6                   | 690              | 1,13 millones |
| 2029 | 685   | 35.600 | 8,2                   | 745              | 1,23 millones |
| 2030 | 730   | 38.000 | 8,7                   | 795              | 1,33 millones |

Son 31 millones de toneladas de arena en cuatro años, con pozos iguales a los de hoy. Los camiones suponen 30 toneladas por viaje, todos los días del año. Y eso es solo la arena: cada etapa lleva además agua, químicos, horas de set de fractura, wireline, coiled tubing, tapones y flowback.

## Cada tonelada rinde menos

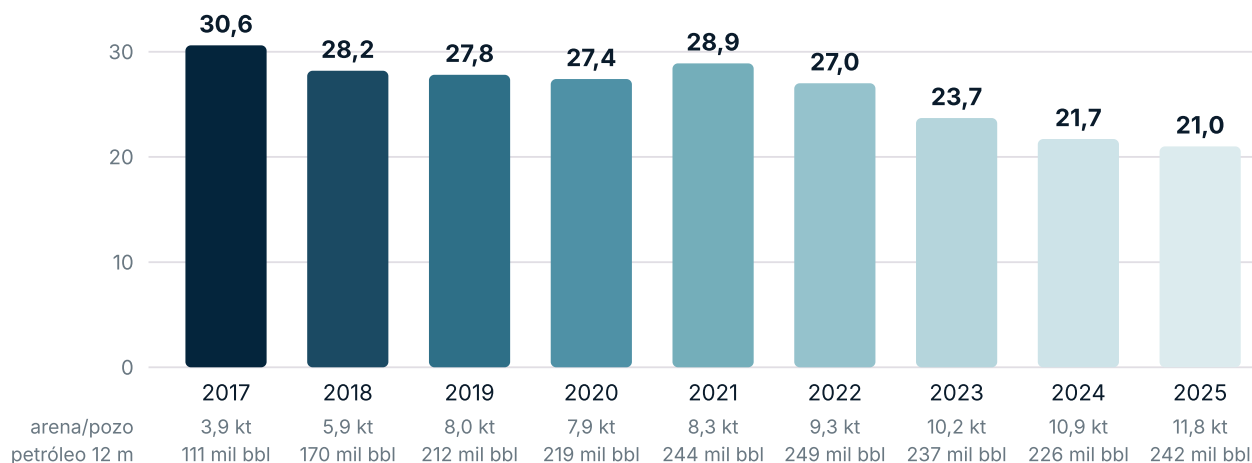
Acá aparece el segundo problema. No solo hay que traer cada año más arena: **cada tonelada de arena rinde menos petróleo.**

Entre 2018 y 2022, un pozo horizontal de petróleo de Vaca Muerta producía en su primer año entre 27 y 29 barriles por cada tonelada de arena que se le bombeó. Después empezó a bajar: 23,7 en 2023, 21,7 en 2024 y 21,0 en los pozos que arrancaron en 2025. **Un 25% menos que hace cuatro**

años.

## Cada tonelada de arena rinde menos petróleo

Barriles de petróleo en los primeros 12 meses por tonelada de arena · pozos horizontales de petróleo



Año de inicio de producción. Medianas por pozo. Fuente: SE (Adjunto IV de fracturas y producción por pozo). Cálculo faufena.

Barriles de petróleo en los primeros 12 meses por tonelada de arena, por año de inicio de producción

La explicación está en la mediana de cada pozo. Desde 2021 la arena por pozo pasó de 8.300 a 11.800 toneladas (+42%), las etapas de 37 a 50 y la rama lateral siguió estirándose. El petróleo de los primeros doce meses quedó clavado en unos 240 mil barriles. Cada etapa nueva agrega menos que la anterior: rendimientos decrecientes.

¿Y los pozos más nuevos? Los que arrancaron en el segundo semestre de 2025 todavía no tienen un año, así que los comparamos a seis meses: 13,4 barriles por tonelada, contra 17,6 de los que arrancaron en el segundo semestre de 2021. Algo mejor que los de 2024 (12,0), pero lejos de los niveles de antes.

## ¿Es culpa del gas?

Una hipótesis razonable es que la arena rinde menos petróleo porque el desarrollo se corrió hacia la ventana de petróleo volátil, más cerca del gas. En esa zona cada pozo produce más gas por barril, y parte del trabajo de la arena se iría en gas.

Los datos de la Secretaría de Energía dicen que explica poco. Clasificamos cada pozo de petróleo según la relación gas/petróleo de su primer año (los cortes de McCain: hasta 312 m<sup>3</sup> de gas por m<sup>3</sup> de petróleo es petróleo negro, de 312 a 570 es volátil):

- La relación gas/petróleo mediana de los pozos de petróleo no subió: 129 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> en 2021, 112 en 2025.
- Los pozos en la ventana de petróleo volátil pasaron del 7% al 10% del total. Un corrimiento, pero chico.

- La caída se ve igual dentro del petróleo negro más puro: en los pozos con menos de 150 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, el rendimiento bajó de 27,8 a 20,1 barriles por tonelada entre 2021 y 2025.
- Contando el gas como barriles equivalentes, el rendimiento también cae: de 33 a 24 barriles equivalentes por tonelada. El gas no compensa.

| Ventana (pozos de 2025) | Pozos | Arena por pozo (t) | Petróleo 12 meses | bbl por tonelada | boe por tonelada |
|-------------------------|-------|--------------------|-------------------|------------------|------------------|
| Petróleo negro          | 239   | 11.900             | 239 mil bbl       | 20,5             | 23,0             |
| Petróleo volátil        | 28    | 11.600             | 279 mil bbl       | 24,5             | 33,5             |

Paradójicamente, en 2025 los pozos de petróleo volátil rindieron más por tonelada que los de petróleo negro, también en petróleo. Son pocos pozos y conviene mirarlos con cuidado, pero la conclusión es clara: **la pérdida de eficiencia de la arena no viene de correrse al gas. Viene de pozos cada vez más intensivos que no producen más.**

## Qué significa

Para las operadoras, que el costo por barril depende cada vez más de la logística de la arena y del set de fractura, y menos de la roca. Para el país, que crecer 100 mil barriles por día por año exige pasar de los 5 millones de toneladas de arena informadas en los últimos doce meses (más de 6 si se completan los pozos que faltan en el registro) a 7 en 2027 y casi 9 en 2030, con pozos iguales a los de hoy. Si la arena por pozo sigue subiendo al ritmo de los últimos cuatro años, en 2030 serían más de 12 millones.

Para los proveedores, que la demanda está asegurada mientras haya precio: la cinta no se puede parar sin que la producción se caiga un tercio en un año. Arena, transporte, agua, sets de fractura, enganche de pozos y facilities no son un pico de actividad: son lo que cuesta quedarse en el lugar.

Y para todos, una pregunta: si cada tonelada rinde menos, la próxima mejora no va a venir de bombear más, sino de bombear mejor. Espaciamiento entre ramas, diseño de etapas, arena local más cerca de los pozos, trenes y menos kilómetros de camión. El que lo resuelva va a poder correr igual de rápido gastando menos.

## Cómo hicimos las cuentas

Datos de la Secretaría de Energía: producción mensual por pozo no convencional hasta agosto de 2026 (formación Vaca Muerta) y datos de fractura del Adjunto IV (arena nacional e importada, etapas, rama). Antigüedad: meses desde el primer mes con producción. Declino: lo que retuvo cada grupo de pozos entre junio-agosto de 2025 y junio-agosto de 2026 (los de más de cinco años, acotados a 5% por año en la proyección a 2030). Eficiencia: pozos horizontales de petróleo con fractura informada, petróleo acumulado de los primeros 12 (o 6) meses sobre arena bombeada. El Adjunto IV no tiene todavía todas las fracturas (en 2025 cubre cerca del 92% de las etapas de shale), por eso los totales de arena se calculan con la arena por pozo y no con la suma informada. Convencional: producción total del país menos no convencional, abril-junio 2026 contra 2025. Son estimaciones de faufena, no pronósticos.

## Para seguir leyendo

- Fracturas en Vaca Muerta, mes a mes y por yacimiento
- Completion: fractura hidráulica y arena de fractura · Logística y transporte de cargas · Well hook up: enganche de pozos
- Empresas de arena de fractura en faufena: Delta Arenas, Grupo Masur, San Benito Energía

**Lautaro Maggi** · Ingeniero Químico (ITBA) · Especialista en Producción de Petróleo y Gas Natural (ITBA)

## Sobre faufena

faufena es un catálogo online de empresas del sector de Oil & Gas, energía, minería y renovables de la Argentina. Ahí podés encontrar proveedores y potenciales clientes, y también información y análisis del sector, como esta nota. Entrá en [faufena.com](https://faufena.com).

**La web está en versión beta.** Todavía la estamos armando, así que puede haber errores, inconsistencias o información que falta. Todas las líneas de contacto están abiertas para comentarios y correcciones: [escribinos](mailto:escribinos@faufena.com).

---

Versión en PDF de la nota publicada en [faufena.com/blog/correr-para-no-caer](https://faufena.com/blog/correr-para-no-caer). Datos: Secretaría de Energía de la Nación. Foto: Shutterstock. faufena es un catálogo online de empresas del sector de Oil & Gas, energía, minería y renovables de la Argentina.