

FAUFENA · VACA MUERTA, 10 AÑOS

Curva de aprendizaje

En 2016 los pozos de Vaca Muerta se curvaron y empezó el desarrollo masivo. Diez años después, cómo aprendió a producir su propia roca: diez variables de 2015 a hoy, qué se cambió para adaptarse a la geología, qué ya se estabilizó y cómo se compara con el Permian.

En 30 segundos

- Se cumplen diez años del desarrollo masivo de Vaca Muerta con pozos horizontales: en 2016 pasaron a ser la mayoría de los pozos nuevos. Desde entonces la producción se multiplicó por 21.
- Entre 2015 y 2019 Vaca Muerta cambió casi todo: pasó de pozos verticales a horizontales, casi duplicó la rama lateral y dejó de importar arena.
- Desde 2023 la receta por metro está fija: una etapa cada 60 metros, 236 toneladas de arena por etapa (las mismas que en 2016), 3,9 toneladas de arena y 24 m³ de agua por metro de rama.
- Lo único que sigue creciendo es el largo: en 2025 el pozo típico tuvo 3.100 metros de rama y 51 etapas. Pero el petróleo del primer año está clavado en unos 245 mil barriles por pozo desde 2021, y por kilómetro de rama cayó 25%.
- Los pozos pasan antes a bombeo: la mitad de los pozos de 2023–2025 ya tenía sistema de extracción a los 29 meses. Los de 2020–2022 llegaban a los 36.
- Contra el Permian: la misma rama y la misma declinación. Vaca Muerta usa más arena por metro, sus pozos surgen solos dos o tres años y fractura a la mitad de velocidad.

Casi todos esos cambios fueron para adaptar el pozo a la roca (*fit for basin*): una formación sobrepresurizada, con fracturas que crecen poco en altura y poca agua.

La curva que cambió todo

En agosto de 2016, Vaca Muerta producía unos 32 mil barriles de petróleo por día. El Brent rondaba los 46 dólares, y la actividad se sostenía con un precio interno de unos 67,5 dólares para el Medanita. Ese año se pusieron en producción 112 pozos, menos que en 2015, y YPF hizo casi nueve de cada diez.

Pero 2016 fue el año del cambio: **por primera vez, la mayoría de los pozos nuevos fueron horizontales** (81%, contra 24% en 2015). En abril de ese año, Vaca Muerta llegó a sus primeros 100 pozos horizontales en producción. Pocos meses después, en enero de 2017, se firmó la adenda del convenio petrolero para el no convencional. Ahí empezó el desarrollo masivo.

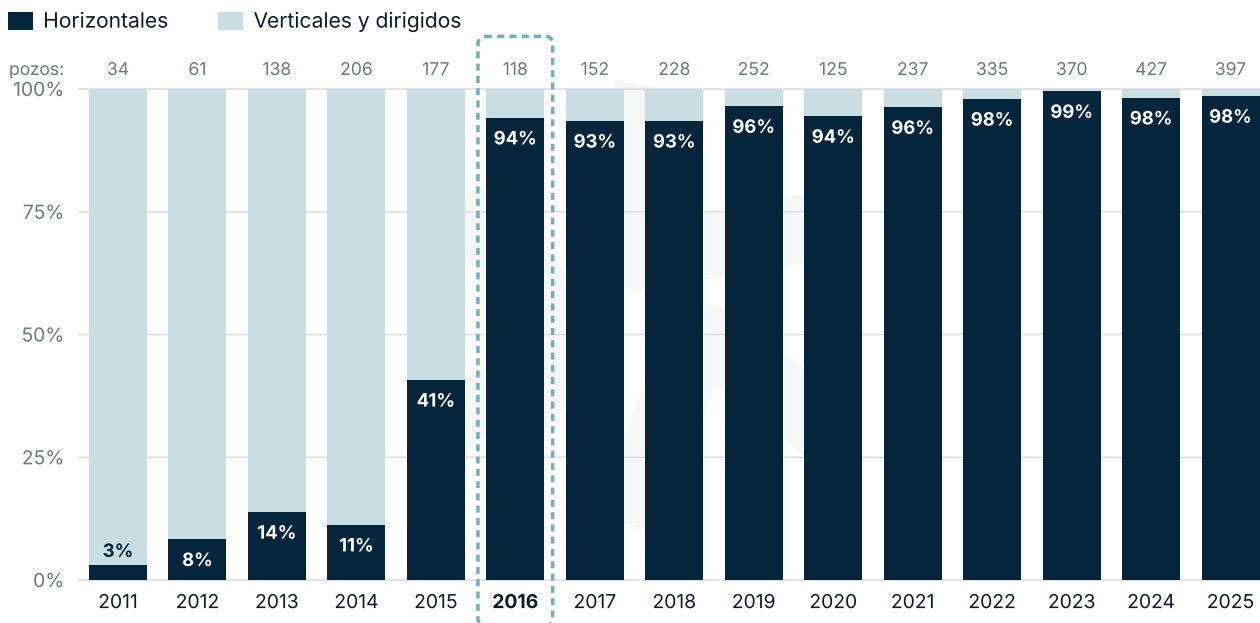
Antes del cambio se perforaron unos 500 pozos verticales y dirigidos. Ya entonces se probaban los primeros horizontales: 120 entre 2011 y 2015.

Medido por año de perforación, el salto es todavía más claro: en 2015, el 41% de los pozos perforados fueron horizontales; en 2016, el 94%. Los verticales prácticamente desaparecieron en un año.

2016: el año en que los pozos se curvaron



Pozos perforados cada año en Vaca Muerta, en porcentaje



Arriba de cada barra, la cantidad de pozos perforados ese año. 2015: 41% horizontales; 2016: 94%.

Pozos no convencionales de Vaca Muerta por año de inicio de la perforación. Fuente: SE (Capítulo IV). Cálculo faufena.

El nombre de esta nota tiene doble sentido. A partir de 2016, los pozos de Vaca Muerta **se curvaron**: bajan en vertical hasta la roca, doblan y siguen de costado, a lo largo de la formación, con una rama horizontal de más de mil metros. Ahí cambió todo.

Los números lo mostraron enseguida. El pozo horizontal típico de 2016 (rama de 1.400 m y 18 etapas) contra el vertical típico de 2014:

- **A los tres meses** ya había producido 27 mil barriles: 3,2 veces más que el vertical (8.600).
- **En el primer año**, 109 mil barriles contra 27 mil: cuatro veces más.
- **A los cinco años**, 261 mil contra 52 mil: cinco veces más.

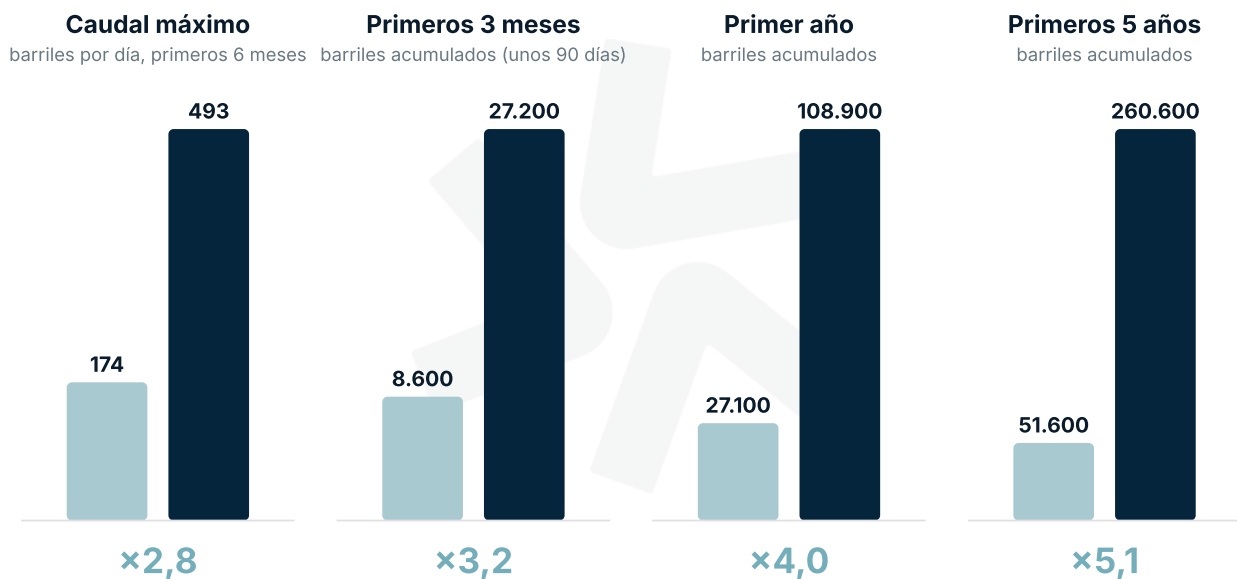
El pozo se curvó y rindió cuatro veces más

Pozo típico de petróleo de Vaca Muerta: vertical de 2014 contra horizontal de 2016 (mediana)



■ Vertical 2014 (124 pozos)

■ Horizontal 2016 (60 pozos, rama de 1.400 m y 18 etapas)



Por tonelada de arena rindieron casi lo mismo (32 y 30 barriles en el primer año): la diferencia fue cuánta roca toca cada pozo.
Pozos de petróleo de Vaca Muerta por año de inicio de producción. Fuente: SE (producción por pozo y Adjunto IV). Cálculo faufena.

Por cada tonelada de arena rindieron casi lo mismo (32 y 30 barriles en el primer año). El horizontal no era más eficiente por tonelada: tocaba mucha más roca desde un solo pozo y una sola locación. Que era la decisión correcta se vio en los primeros tres meses.

Diez años después, Vaca Muerta produce 670 mil barriles por día, 21 veces más, con más de 2.800 pozos horizontales y una docena de operadoras.

Diez años de Vaca Muerta horizontal



En 2016 los pozos horizontales pasaron a ser la mayoría de los pozos nuevos. Así cambió todo desde entonces.

Indicador	2016	Hoy	Cambio
Producción de petróleo de Vaca Muerta	32 mil bbl/d (ago-2016)	670 mil bbl/d (ago-2026)	×21
Pozos horizontales en producción (acumulados)	133 (ago-2016)	2.822 (ago-2026)	×21
Pozos nuevos en el año	112 (2016)	470 (2025)	×4,2
Empresas con pozos nuevos en el año	6	12	×2
Pozos nuevos que hizo YPF	89%	52%	-37 puntos
Rama lateral por pozo	1.411 m	3.097 m	×2,2
Etapas de fractura por pozo	18	51	×2,8
Arena por pozo	4.270 t	11.900 t	×2,8
Petróleo del primer año por pozo	109 mil bbl	245 mil bbl	×2,2

Las cuatro últimas filas: pozos horizontales de petróleo, mediana de los que empezaron a producir en 2016 y en 2025. Fuente: Secretaría de Energía (producción por pozo y Adjunto IV de fracturas, datos a agosto de 2026). Cálculo faufena.

Fuentes del contexto 2016: INSEE, Brent de agosto de 2016 · Hydrocarbon Engineering, precio interno del Medanito · Ámbito, adenda de Vaca Muerta

Cuando se habla de la historia de Vaca Muerta, se cuentan hitos: el primer pozo horizontal, el récord de rama, el récord de etapas en un día. Los hitos dicen cuándo pasó algo por primera vez, pero no dicen otra cosa que importa más: **qué cosas siguen cambiando y cuáles ya fueron optimizadas todo lo posible.**

Para verlo tomamos los pozos horizontales de petróleo de Vaca Muerta y seguimos diez variables, año por año, desde 2015. Usamos los datos que las operadoras informan a la Secretaría de Energía: el detalle de cada fractura (Adjunto IV) y la producción mensual de cada pozo. Cada valor es la mediana de los pozos que empezaron a producir ese año.

Tres épocas

2011–2016: aprender. Los primeros pozos de Vaca Muerta eran verticales, como los del convencional. En 2015, solo uno de cada cuatro pozos nuevos era horizontal. En 2016 ya eran el 81% y en 2017 el 96%. Ese año se cerró la discusión.

2017–2022: estirar y apretar. La rama pasó de 1.480 a 2.580 metros. Las etapas se acercaron: de una cada 78 metros a una cada 65. El agua por metro de rama pasó de 16 a 22 m³. En 2015 el 68% de la arena era importada; en 2021 la importación ya era prácticamente cero.

Desde 2023: la receta. Una etapa cada 60 metros, 3,9 toneladas de arena y 24 m³ de agua por metro. Desde entonces el diseño por metro no se movió. Lo que cambia es cuántos metros tiene el pozo.

Las diez variables

Diez variables de Vaca Muerta, de 2015 a hoy

Cuáles siguen cambiando y cuáles ya fueron optimizadas todo lo posible. Pozos horizontales de petróleo, mediana por año de inicio de producción.



Variable	2015	2019	2025	¿Ya se optimizó?
Pozos nuevos que son horizontales	24%	97%	99%	Sí, desde 2017
Rama lateral (metros)	1.275	2.270	3.097	No, sigue creciendo
Etapas de fractura por pozo	16	34	51	No, acompaña a la rama
Distancia entre etapas (metros)	78	65	60	Sí, desde 2023
Arena por etapa (toneladas)	228	237	236	Sí, desde 2016
Arena por metro de rama (toneladas)	2,9	3,7	3,9	Sí, desde 2023
Agua por metro de rama (m³)	12	22	24	Sí, desde 2019
Arena importada	68%	21%	0%	Resuelto desde 2021
Petróleo del primer año por pozo (miles de barriles)	95	211	245	Sí, desde 2021
Petróleo del primer año por km de rama (miles de barriles)	80	107	80	No, cae desde 2021
Caudal máximo de los primeros 6 meses (barriles por día)	520	1.040	1.257	No, sube despacio
Caída de producción en el primer año	70%	60%	63%	Sí, entre 60 y 67%
Pozos que siguen surgentes a los 24 meses	—	72%*	62%*	No, el bombeo llega antes

La primera fila mide todos los pozos nuevos de la formación. * Por grupo de años: 2017–2019 y 2023–2025. Fuente: Secretaría de Energía (producción por pozo y Adjunto IV de fracturas, datos a agosto de 2026). Cálculo faufena.

Fit for basin: adaptar el pozo a la roca

Al principio, Vaca Muerta copió la receta de Estados Unidos: pozos verticales, arena cerámica importada, etapas largas. Casi todo lo que cambió después tiene una razón geológica. En la industria a eso se lo llama *fit for basin*: no hacer lo mismo que en Texas, sino lo que le sirve a esta roca.

Fit for basin: adaptar el pozo a la roca

Casi todo lo que cambió en Vaca Muerta tiene una razón geológica.



Lo que tiene la roca	Qué se adaptó	Lo que muestran los datos
Sobrepresión Gradiente de 0,80 a 0,90 psi por pie (0,87 en Loma Campana), a 2.800–3.100 m de profundidad.	Equipos de fractura más potentes. Pozos que producen solos, sin bomba, durante años.	Presión máxima de fractura: de 9.000 psi en 2013 a unos 11.800 desde 2019. Potencia de los sets: de 24.000 a 40.000 HP. La mitad de los pozos sigue surgente a los 29–36 meses.
Esfuerzos casi iguales y "beef" Venas de calcita horizontales (~10% de la roca). Las fracturas crecen poco en altura (unos 50 m apuntalados).	Etapas y clusters más juntos para cubrir más roca a lo largo de la rama.	Distancia entre etapas: de 78 m a 60 m. La arena por etapa no cambió (236 t): lo que subió fue la arena por metro.
Dirección de los esfuerzos El esfuerzo máximo va de este a oeste.	Ramas perforadas de norte a sur, para que las fracturas crucen el pozo.	La literatura habla de 25–50% más de recuperación final con la orientación correcta.
Espesor de 60 a 500 m Con varios niveles: La Cocina, Orgánico, Carbonatos.	Geonavegación en ventanas de 5 a 10 m. Ramas a ~300 m entre sí y escalonadas en altura para evitar "frac hits".	YPF identificó hasta cinco niveles navegables de 25–30 m. Vista ya navega en cinco.
Tensión de cierre alta	De cerámico importado a arena natural: primero de Entre Ríos y después también de Neuquén y Río Negro.	Arena importada: de 68% en 2015 a 0% desde 2021.
Poca agua en la roca Saturación de ~20% en las mejores zonas.	Menos pozos sumidero y menos manejo de agua producida que en el Permian.	En el primer año, 0,25 a 0,4 m ³ de agua por m ³ de petróleo. En el Permian, 2 a 8.
Mucho gas disuelto y alta presión en el fondo	Del surgente se pasa directo a bombeo mecánico o gas lift. La electrosumergible, primer paso en el Permian, casi no se usa.	70% de los cambios van a bombeo mecánico, 26% a gas lift y menos de 3% a electrosumergible.

Fuentes: AAPG (Memoir 121 y Wiki), Andean Geology, YPF (Conexplo 2018), OGJ, World Oil. Datos de Vaca Muerta: Secretaría de Energía (Adjunto IV y producción por pozo, a agosto de 2026). Cálculo faufena.

La curva de aprendizaje no terminó. Un ejemplo es la arena: entre 2019 y 2024, la arena de Neuquén y Río Negro llegó a cubrir cerca del 40% del consumo. En 2025, YPF volvió a priorizar la de Entre Ríos. El argumento es que, con la sobrepresión y el régimen de esfuerzos de Vaca Muerta, la presión sobre los granos sube a medida que el pozo produce, y una arena más débil se rompe. La misma roca que permite que los pozos surjan solos obliga a elegir mejor la arena.

Fit for basin también explica qué no se copió. Hasta ahora, en Vaca Muerta no hay desarrollos "en cubo" como en el Permian, con muchos pozos apilados en varios niveles a la vez. La fractura sigue

siendo casi toda con tapón y disparo ("plug and perf"). Y el simul-frac, que en el Permian se usa en más de la mitad de los pozos, acá llegó en 2021 (YPF, Rincón del Mangrullo).

Fuentes geológicas: AAPG Memoir 121, Loma Campana · AAPG Wiki, Vaca Muerta · Andean Geology, "beef" · YPF, niveles de navegación (Conexplo 2018) · OGJ, pilotos de Phoenix y Pan American · Río Negro, arenas 2026 · LM Neuquén, primera electrosumergible de YPF · LM Neuquén, primer simul-frac · World Oil, agua en el Permian

Lo que ya no cambia

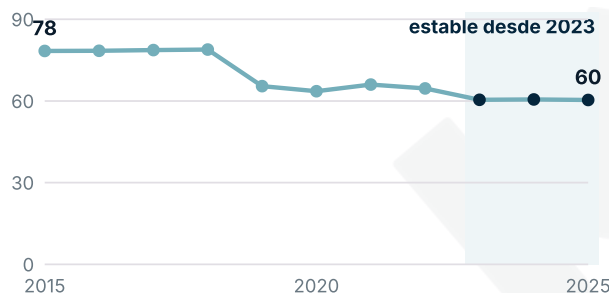
La receta por metro ya no cambia

En azul oscuro, los años desde que la variable se estabilizó



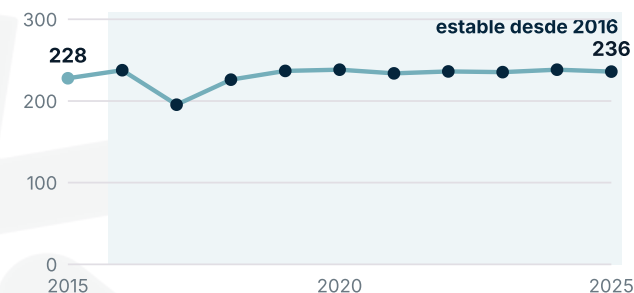
Distancia entre etapas

metros de rama por etapa



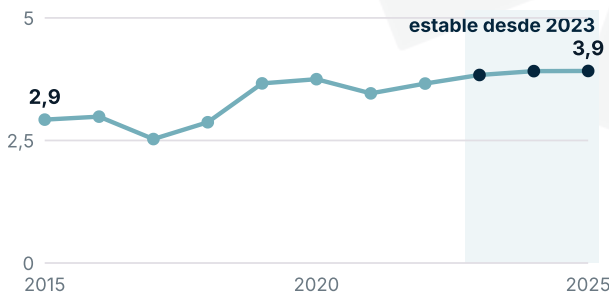
Arena por etapa

toneladas



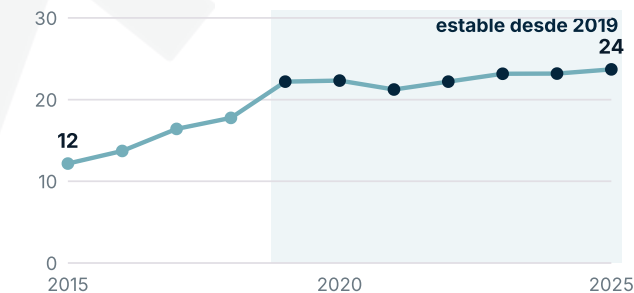
Arena por metro de rama

toneladas por metro



Agua por metro de rama

m³ por metro



Pozos horizontales de petróleo de Vaca Muerta, mediana por año de inicio de producción. Fuente: SE. Cálculo faufena.

El dato más llamativo es la arena por etapa: **236 toneladas, igual que en 2016**. En diez años, el tamaño de cada etapa no cambió. Lo que cambió fue la cantidad de etapas por metro. Al acercarlas, de 78 a 60 metros, la arena por metro de rama subió de 2,9 a 3,9 toneladas.

Desde 2023, las cuatro variables están quietas. **Un pozo de 2025 es un pozo de 2023 con 400 metros más de rama.**

Para un proveedor, eso da una regla simple: **cada kilómetro de rama lleva unas 17 etapas, 3.900 toneladas de arena y 24 mil m³ de agua**. Si se sabe cuántos metros de rama se van a fracturar el año que viene, se sabe cuánta arena, agua y horas de fractura hacen falta.

Lo que sigue cambiando: el largo

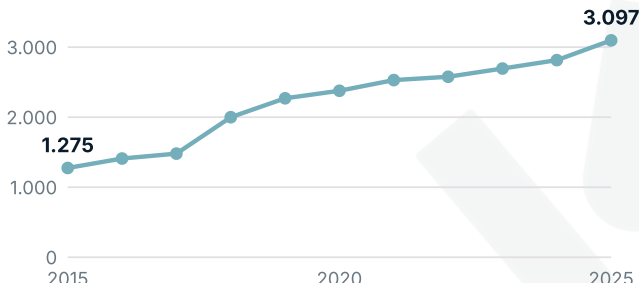
Lo que sigue cambiando: el largo, y lo que rinde cada metro

Como la receta por metro es fija, las etapas y la arena crecen al ritmo de la rama



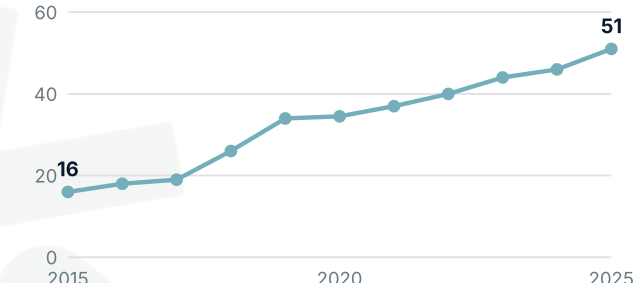
Rama lateral

metros



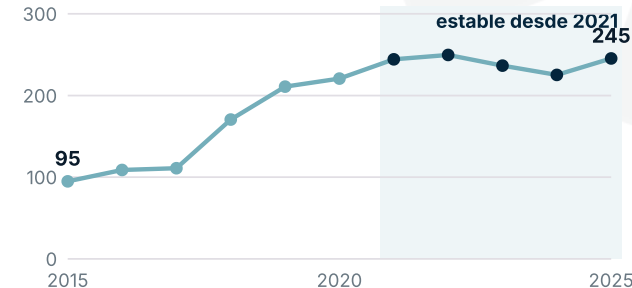
Etapas de fractura

por pozo



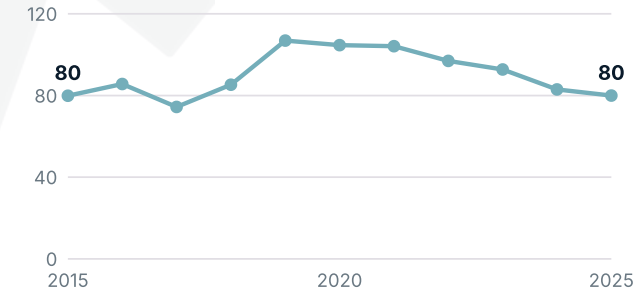
Petróleo del primer año

miles de barriles por pozo



Petróleo del primer año por km de rama

miles de barriles

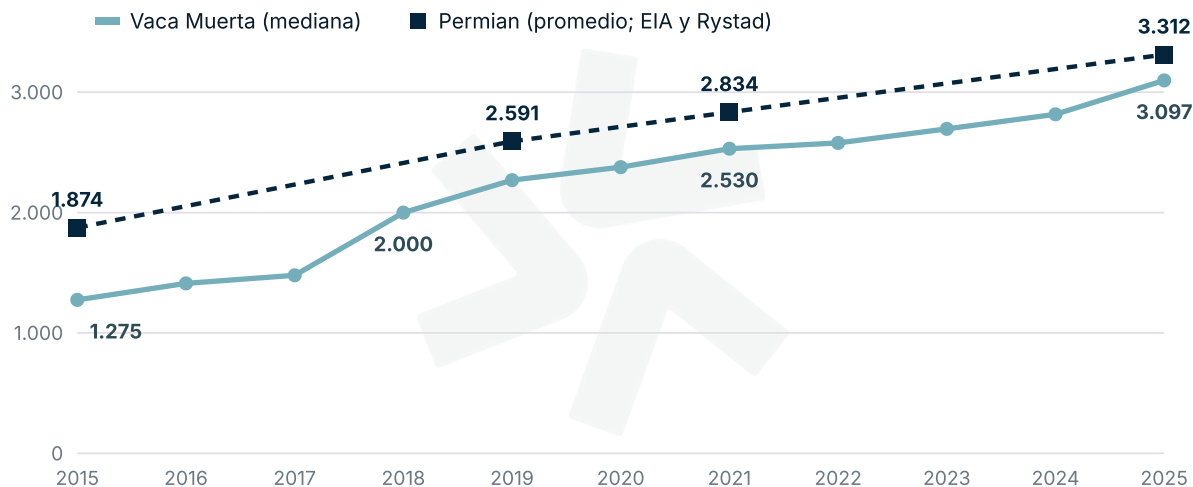


Pozos horizontales de petróleo de Vaca Muerta, mediana por año de inicio de producción. Fuente: SE. Cálculo faufena.

La rama pasó de 1.275 metros en 2015 a 3.097 en 2025, y las etapas la siguieron: de 16 a 51. En 2025, el 29% de los pozos tuvo más de 3.500 metros de rama, contra el 6% en 2023, y el récord llegó a 5.114 metros.

Rama lateral: Vaca Muerta alcanzó al Permian

Metros de rama horizontal por pozo de petróleo



Vaca Muerta: SE, Adjunto IV, pozos horizontales de petróleo por año de inicio. Permian: EIA (2015 y 2025), Rystad (2019 y 2021).

En 2026 la mediana se mantiene en unos 3.060 metros. Todavía no se sabe si es una pausa o un techo.

Y acá está la parte incómoda. **El petróleo del primer año por pozo no crece desde 2021: ronda los 245 mil barriles.** Los pozos son 570 metros más largos y tienen 14 etapas más, pero producen lo mismo. Por eso el petróleo por kilómetro de rama cayó de 107 mil barriles en 2019 a 80 mil en 2025: volvió al nivel de 2015.

Es el mismo fenómeno que vimos en [Fracturar o colapsar](#): cada tonelada de arena rinde menos. El caudal de los primeros meses sí sigue subiendo (de 1.040 a 1.257 barriles por día entre 2019 y 2025). La caída del primer año, en cambio, no cambió: entre 60% y 67%. El pozo arranca más fuerte, pero en el año entrega lo mismo.

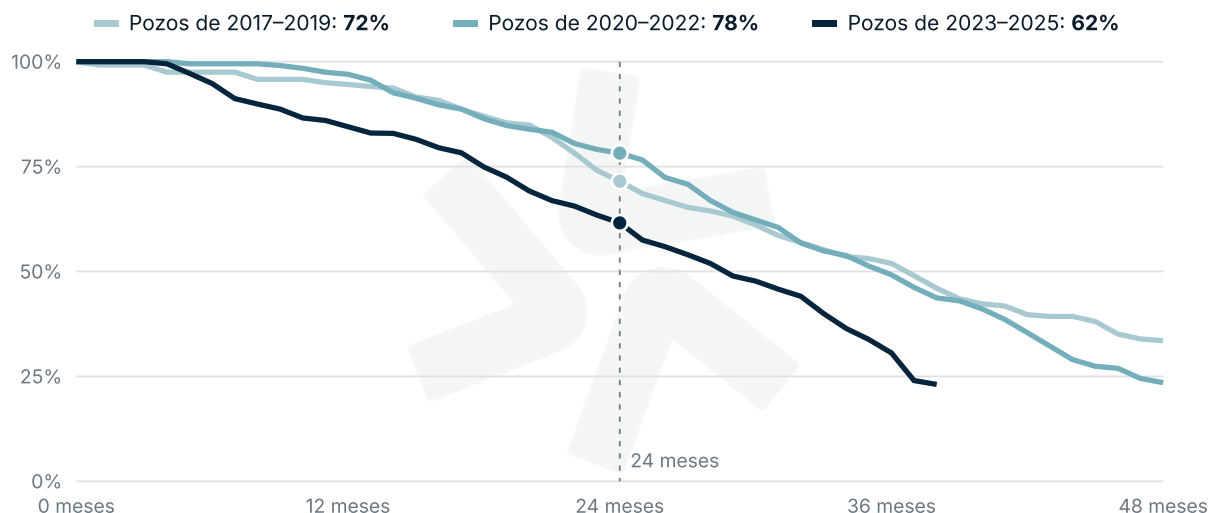
Surgentes, y cada vez menos tiempo

Una diferencia de Vaca Muerta con casi todos los shales del mundo es la presión. La roca está sobrepresurizada y los pozos producen solos, sin bomba, durante dos o tres años. Ese período se está acortando.

Los pozos pasan antes a bombeo



Porcentaje de pozos que siguen surgentes (sin sistema de extracción), según los meses de producción



Pozos horizontales de petróleo de Vaca Muerta. Estimación Kaplan-Meier con el tipo de extracción mensual informado a la SE. Cálculo faufena.

De los pozos que arrancaron entre 2020 y 2022, la mitad seguía surgente a los 36 meses. De los de 2023–2025, a los 29. A los dos años sigue surgente el 62%, contra el 78% del grupo anterior.

Cuando dejan de surgir, siete de cada diez pasan directo a bombeo mecánico y uno de cada cuatro a gas lift. La bomba electrosumergible casi no se usa: menos del 3% de los cambios desde 2023.

Hay varias explicaciones posibles, y probablemente pesan todas:

- Más pozos hijos, perforados al lado de pozos que ya bajaron la presión.
- Más agua: el agua pasó de 20% a 28% del líquido producido en el primer año.
- Operadoras que bajan la bomba antes para no perder caudal.

Contra el Permian

En la industria se repite que Vaca Muerta es "el nuevo Permian". Así se ven las dos lado a lado en lo que se puede comparar:

Vaca Muerta contra el Permian

Los indicadores que se pueden comparar con datos públicos.



Indicador	Vaca Muerta	Permian
Rama lateral 2025	3.097 m	3.312 m (EIA)
Rama lateral 2015	1.275 m	1.874 m (EIA)
Distancia entre etapas	60 m	~64 m (encuesta Hart, 2016)
Arena por metro de rama	3,9 t, estable desde 2023	~3,3 t, estable desde 2017 (Novi Labs)
Agua por metro de rama	24 m³	25 a 33 m³ (Delaware, 2018, Rystad)
Caída de producción en el primer año	60 a 67%	60 a 70%
Rendimiento por metro desde 2019	-25%	Plano o en baja (Delaware -5 a -13%)
Del inicio de la perforación a la producción	~6,5 meses	~5 meses (Delaware, ~2018)
Primer sistema de extracción	Surgente 2 a 3 años, después bombeo mecánico o gas lift	Electrosumergible o gas lift casi desde el inicio; la electrosumergible dura hasta 8 meses
Velocidad de fractura	~9,5 etapas por día por set (YPF, 2025); récord 19-20	~18 etapas por día por set (Diamondback, estimado); simul-frac en más de la mitad de los pozos
Pozos terminados por año	~470 de petróleo y gas (2025)	~6.800 (2025, API)

Vaca Muerta: Secretaría de Energía, pozos horizontales de petróleo (datos a agosto de 2026). Permian: EIA, API, Rystad, Novi Labs, E&P/Hart, JPT, Diamondback. Cálculo faufena.

En diseño, Vaca Muerta ya alcanzó al Permian. La rama es casi igual, la distancia entre etapas también, y las dos cuencas llegaron a su receta: el Permian en 2017 y Vaca Muerta en 2023. Las dos tienen el mismo problema: los pozos son más largos pero cada metro rinde menos.

Las diferencias están en otro lado.

Vaca Muerta no copió, adaptó. Bombea más arena por metro (3,9 contra 3,3 toneladas), produce mucha menos agua y aprovecha la presión de la roca: un pozo del Permian suele necesitar una bomba electrosumergible desde los primeros meses, que dura hasta ocho meses y después hay que cambiar (pasar a bombeo mecánico cuesta unos US\$ 300 mil por pozo). Uno de Vaca Muerta se ahorra esa etapa y pasa directo de surgente a bombeo mecánico.

La brecha que queda es de velocidad y de escala, no de diseño. Un set de fractura en el Permian completa más o menos el doble de etapas por día. Allí se terminan más de 6.800 pozos por año; acá, unos 470.

Qué significa

La frontera técnica del diseño del pozo ya se alcanzó: la distancia entre etapas, la arena por etapa y el agua por metro no se mueven hace años. El largo todavía puede crecer, pero cada metro nuevo rinde menos que el anterior.

Entonces, lo que va a definir los próximos años de Vaca Muerta no es un pozo mejor, sino **hacer el mismo pozo más rápido y más barato**: fracturar más etapas por día, perforar en menos días, mover la arena con menos camiones. Ahí es donde todavía está la distancia con el Permian. Y es una carrera que se gana con los proveedores tanto como con las operadoras.

Cómo lo medimos. Pozos horizontales de petróleo de la formación Vaca Muerta (Secretaría de Energía: producción mensual por pozo no convencional y Adjunto IV de fracturas, datos hasta agosto de 2026). Cada valor es la mediana de los pozos que empezaron a producir ese año. El petróleo del primer año solo se calcula para pozos con 12 meses de historia, así que 2025 incluye los pozos que arrancaron hasta agosto. Los pozos surgentes se estiman con el tipo de extracción que cada operadora informa mes a mes (método Kaplan-Meier). No hay una serie pública anual completa del Permian, así que algunos valores son de años puntuales o estimados, y lo aclaramos en cada caso.

Fuentes del Permian: EIA, ramas 2015–2025 · API, simul-frac y pozos 2025 · Novi Labs, intensidad de arena · E&P / Rystad, Delaware 2018 · E&P / Hart, espaciamento 2016 · JPT, spud a producción · PB Oil & Gas, ciclo de la electrosumergible · Diamondback, presentación a la SEC · Bloomberg NEF, productividad 2022 · LM Neuquén, velocidad de fractura de YPF

Lautaro Maggi

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

Sobre faufena. faufena es el catálogo de proveedores de Oil & Gas, energía y minería de la Argentina: todas las empresas del sector, con sus rubros, contactos y certificaciones. Figurar es gratis. faufena.com
faufena está en versión beta: si ves un dato para corregir, escribinos.