

Breve reseña de los inicios de la actividad del “Shale” en Argentina

Juan Carlos Glorioso



Afloramiento de la Fm. Vaca Muerta
Ruta 40 al norte de Chos Malal
Foto tomada por Jorge Albeiro

Junio de 2026

Breve reseña de los inicios de la actividad del “Shale” en Argentina

Juan Carlos Glorioso

“Un modesto reconocimiento a los exploradores que lo hicieron posible”

Introducción

Como consecuencia de la buena productividad comprobada en la Formación Vaca Muerta, el sector hidrocarburos de la República Argentina ha cobrado un nuevo e importante impulso. Se obtiene producción de una roca sedimentaria de grano muy fino, formada principalmente por partículas de tamaño arcilla y limo, partículas calcáreas finas, intercalaciones de calizas y un alto contenido de materia orgánica que ha madurado hasta convertirse en petróleo y gas.

Desde décadas anteriores al año 2010, muchos pozos que atravesaban la Fm. Vaca Muerta debían incrementar la densidad del lodo de perforación debido a la sobrepresión de poro que se constató en esa formación geológica, clasificada como Roca Madre, o generadora de hidrocarburos, de la Cuenca Neuquina. En ocasiones, el petróleo llegó a fluir por la zaranda del equipo de perforación; en otros, hubo descontrol y surgencia de gas. En algunos casos, se realizaron ensayos que tuvieron como resultado fluencia de petróleo y gas y fue por circunstancias especiales muy comunes en nuestra industria: si falla el objetivo principal del pozo, pues se prueban otras zonas sospechosas o con manifestaciones concretas de la presencia de hidrocarburos. Más adelante, la actividad de exploración y explotación del “shale” en EEUU incentivó el interés por verificar su analogía con la Fm. Vaca Muerta. Se pasó de la percepción a la etapa de profundización de los estudios y entrados los años 2000 comenzó a tomar forma un nuevo “play”. Los años 2009 y 2010 marcaron el inicio de las nuevas perforaciones.

De las etapas prospectivas iniciales del año 2010 hasta el fin de 2025, es decir en 15 años, los pozos quintuplicaron su productividad. Esta evolución fue producto del mejor conocimiento de las propiedades de la roca que compone Vaca Muerta, históricamente considerada solo Roca Madre, hasta evolucionar y convertirse en Roca Madre y Reservorio productivo a la vez, como así también de la evolución tecnológica del diseño de los pozos y las fracturas hidráulicas. Esto, sin dejar de mencionar que el ambiente político-administrativo evolucionó al ritmo de los consensos logrados para el desarrollo del ahora reservorio, considerado no convencional.

Se describirán solamente los antecedentes históricos más destacados de lo ocurrido con los pozos perforados y ensayados en Vaca Muerta hasta el año 2012, dejando de lado los antecedentes de la suprayacente Fm. Quintuco. Los comentarios sobre afloramientos de petróleo avistados en el pasado, previo al inicio de la producción en la Cuenca, han sido debidamente documentados por Marcelo R. Yrigoyen y el contexto estratigráfico por Héctor A. Leanza, entre otros.

La Formación Vaca Muerta

Los años 70s

Cuando aún no se pensaba en producir consistentemente de la misma Roca Madre, como Vaca Muerta, cuando la tecnología existente tampoco lo hacía posible, hubo algunos pozos que resultaron productivos por condiciones geológicas naturales y circunstancias especiales, sin que fuese en general el objetivo principal.

Alberto Angeleri narra en Crónicas de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (trabajo coordinado por Gustavo Vergani - IAPG, 2023) las instancias que llevaron a constatar producción de la F. Vaca Muerta en el pozo **PB-30** (Piedras Blancas), en el área Entre Lomas.

“En noviembre del 70, se perforó el pozo PB 30. Era un pozo alejado de los pozos de la estructura Piedras Blancas, por lo que era de avanzada, con objetivo en la Fm. Sierras Blancas. Cuando se entró a la Fm. Vaca Muerta, hubo un principio de descontrol, se controló con el cuidado de no densificar demasiado el lodo, para no dañar la Fm. Tordillo arenoso cuando se llegara a esa formación. Se perforó hasta el techo de la Fm. Tordillo arenoso y se detuvo la perforación. Se perfiló y se entubó. Se punzó la base de Vaca Muerta y se ensayó con muy buena surgencia de petróleo y gas. Quedó productivo de petróleo sin agua (tuvo 60 mil m³ de acumulada).”

Luego, el mismo autor menciona el pozo **PPC.Nq.EC-4** (El Caracol), ubicado en la misma área que el anterior, que figura en el CAPIV de la SE con una acumulada de 83 Mm³ de petróleo y 13,2 MMm³ de gas. El pozo es del año 1971.

“PPC siguió con el desarrollo del programa de exploración y avanzada. En diciembre de 1970, en la zona de El Caracol, con el pozo EC- 4, volvió a suceder la manifestación en Vaca Muerta. Hubo surgencia, se controló el pozo, se perfiló y entubó y luego se puso en producción sin agua ...”

Existen otras menciones de pozos que no ingresaron en la etapa de explotación de la formación:

*“...el equipo de exploración había reparado en un dato llamativo de un pozo en el Bloque Aguada Pichana, el **YPF.Nq.AP.x-1**, donde en 1971 un ensayo de YPF a pozo entubado había aportado 44 mil m³/d de gas de un punzado en plenas lutitas de la Fm. Vaca Muerta”* (Galeazzi, Chiapello y Torres - Crónicas de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, 2023).

Los años 80-90s

Según se desprende del Capítulo IV de la Secretaría de Energía de la República Argentina, los pozos **YPF.Nq.BP.x-2** (1980) e **YPF.Nq.BP.a-7** (1983), registraron producción de la Fm. Vaca Muerta. No fluyen actualmente, pero han recuperado 43 Mm³ de petróleo y 3,5 MMm³ de gas el primero, con 14.094 días en producción y el segundo 145 Mm³ y 9,3 MMm³ de cada fluido con 13.861 días en producción.

Experiencias personales cuentan que:

“... al llegar a la locación para el “perfilaje eléctrico” en la etapa intermedia del pozo Bajada del Palo x-2, el equipo de control geológico nos manifestó que se había comprobado la incorporación de petróleo al lodo de perforación, cuando el trépano atravesó las “margas bituminosas” de la base de la Fm. Vaca Muerta. Más tarde, durante la terminación del pozo, Carlos Gastaldi, jefe del Distrito Geológico Plaza Huincul, dispuso que se ensayara la base de Vaca Muerta, que resultó con fluencia de petróleo” (Juan Carlos Glorioso, inédito).

El pozo **YPF.Nq.PSNo.x-2** (Puesto sin Nombre, 1984) recuperó 11,6 Mm³ de petróleo y 1.1 MMm³ de gas con 11.709 días en producción.

En el yacimiento Médano de la Mora, el pozo **YPF.Nq.MDM-2** (1984) recuperó 35 Mm³ de petróleo y 11 MMm³ de gas con 9.742 días de producción.

La tabla de abajo refleja una serie de datos para los pozos mencionados anteriormente. Al final de las columnas se consigna el año de inicio y fin de la producción.

Pozos históricos anteriores a los años 2000									
Concesión	Yacimiento	Sigla Pozo	Producción acumulada				Vida Útil días	Año	
			Pet. (Mm3)	Pet. (Mbbbl)	Gas (MMm3)	Gas (Bcf)		inicio	fin
ENTRE LOMAS	EL CARACOL	PPC.Nq.EC-4	83	523	13.2	0.47	7060	1971	EEFF
BAJADA DEL PALO ESTE	BAJADA DEL PALO	YPF.Nq.BP.x-2	43	269	3.5	0.12	14094	1980	2023
BAJADA DEL PALO ESTE	BAJADA DEL PALO	YPF.Nq.BP.a-7	145	914	9.3	0.33	13861	1983	2024
BAJADA DEL PALO OESTE	MEDANO DE LA MORA	YPF.Nq.MDM-2	35	221	11.0	0.39	9742	1984	2021
BAJADA DEL PALO ESTE	PUESTO SIN NOMBRE	YPF.Nq.PSNo.x-2	12	73	1.1	0.04	11709	1985	2021

Pozos históricos con información de producción en Capítulo IV de la Secretaría de Energía, a Abril de 2026
EEFF= En extracción efectiva al mes de Abril de 2026



Ubicación de los pozos precursores listados en la tabla de arriba. Se puede apreciar que estos pozos se ubicaban hacia el NE de la localidad de Añelo, en la Provincia del Neuquén (Elaboración propia). A la derecha, la ubicación de la Cuenca Neuquina.

Existen otros antecedentes que fueron documentados por la empresa YPF, en los pozos Añelo x-1, Vanguardia Norte x-1 y ensayos en intervalos de Vaca Muerta en pozos del yacimiento Loma de La Lata.

Para el área Aguada del Chivato, se narra: “...en el pozo YPF.Nq.AChO.x-1, perforado en 1992, luego de cortar unos 6 metros el testigo corona se acuñó y al sacar a superficie se recuperó 100% de lutitas bituminosas de la base de la Formación Vaca Muerta, con fracturas abiertas y otras rellenas por calcita. La corona exudaba petróleo muy liviano. Cuando se bajó a normalizar y continuar perforando, el pozo se descontroló saliendo petróleo en zaranda y quemando gas al campo” (Jorge Albeiro, comunicación personal)

En la Provincia de Mendoza, Cuenca Neuquina, existen antecedentes de manifestaciones y producción de la Fm. Vaca Muerta. Entre ellas, se mencionan:

Arroyo Los Menucos (1989), Liu Cullin (1984) y Barreales Colorados (1986) (Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina, editores: Schiuma, Hinterwimmer y Vergani, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002).

“Atravesando la base de la Fm. Vaca Muerta durante la perforación del pozo YPF.MD.NLCu.x-1, Liu Cullin, se observó la incorporación de petróleo pesado al lodo de perforación” (Jorge Celaya,

comunicación personal). Durante el ensayo de producción, el pozo Liu Cullin acumuló 140 m³ de petróleo (Fuente: Ministerio de Energía y Ambiente de la Provincia de Mendoza).

El pozo Vega Grande x1 fue descubridor de petróleo en Vaca Muerta en el año 1985. En el Capítulo IV de la Secretaría de Energía, figura con producción intermitente de esa unidad. Tiene además la característica de ser el pozo argentino más alto sobre el nivel del mar (+2.770m).

Por ello, en la actualidad YPF ya ha realizado pruebas piloto en las áreas Paso de las Bardas Norte y CN VII A, del sur de Mendoza y otras operadoras han anunciado planes para investigar el potencial mendocino de la Fm. Vaca Muerta.

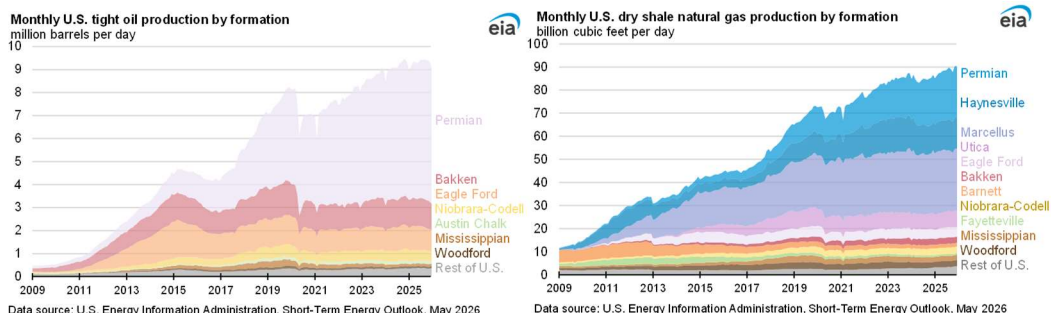
La etapa moderna, entre los años 2007-2012

¿Se estaba en las vísperas de un cambio de paradigma?

En una nota titulada “Vaca Muerta, de la exploración a las reservas” se narra:

“... La extensa historia de la exploración en las cuencas argentinas ha generado una prolífica serie de descubrimientos fundantes, desprendiendo nuevos desarrollos, y asegurando la continuidad de la producción. Pero alcanzada la primera década del segundo milenio, luego de casi 100 años de historia exploratoria, no parecía posible que la exploración convencional de las cuencas productivas pudiera seguir incorporando descubrimientos suficientemente significativos como para poder mantener los niveles de producción. Esta situación implicó, ya hacia el año 2007, que la dirección de YPF tuviera claramente definido que poder mantener un índice de reemplazo de reservas positivo en los próximos años sería un desafío crítico y central. El panorama imponía la necesidad de generar nuevas ideas, así como la asignación de los recursos necesarios para evaluarlas, madurarlas y llevarlas a cabo.” [Carlos A. Colo, Matías Di Benedetto, Iván Lanusse Noguera, Daniel G. García y Germán Bottesi, publicado en Crónicas de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG, 2023)]

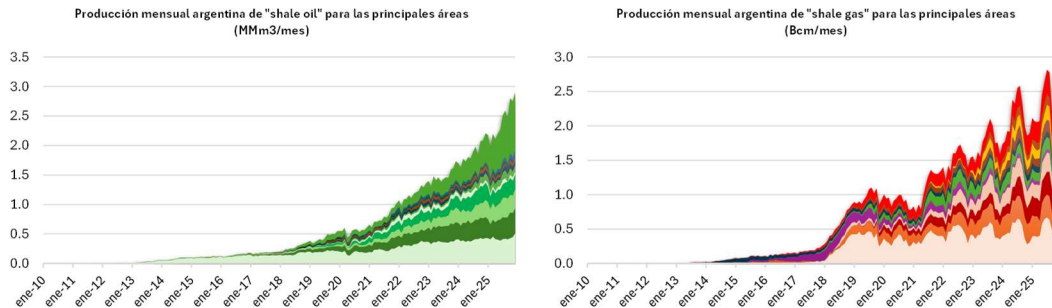
En EEUU, la producción de hidrocarburos en reservorios de rocas tipo “shale” incrementó su nivel a partir del año 2005, con crecimiento explosivo a partir de 2011 como se muestra en los gráficos de más abajo. Esto motorizó el interés de los sectores del petróleo y gas argentinos, en particular de YPF controlada en ese momento por Repsol-YPF.



La evolución de la producción de “tight oil” en EEUU muestra un despegue significativo a partir del año 2011 (izquierda). Para el caso del “shale gas” (derecha), el despegue se observa en el 2010. En ambos casos, con un aumento de la perforación de pozos con rama lateral horizontal. Los nombres consignados a la derecha de las curvas corresponden a los diferentes shale plays de EEUU (Fuente: U.S. Energy Information Administration)

Con los gráficos que siguen más abajo se puede apreciar la similitud de la evolución productiva entre las concesiones de Vaca Muerta y los “shale plays” de EEUU. También se aprecia un desfase en las fechas del despegue de la producción para ambos casos,

motivado por cierta incertidumbre previa y la disponibilidad de capital para el desarrollo en Argentina. Luego, tomó un tiempo el perfeccionamiento de los diseños y la logística de pozos y fracturas hidráulicas en el sector petrolero argentino, al ritmo de los avances en EEUU y el asesoramiento de especialistas. En especial, mucho ayudó la gran capacidad del sector profesional, técnico y operativo de Argentina.



La producción de “shale oil” de las concesiones argentinas despegó en 2018 y el crecimiento incrementa desde el 2022 (izquierda). Para el caso del “shale gas” ocurrió un brusco despegue en 2018 y un aumento gradual a partir del 2021 (derecha). Existió una migración de los pozos tempranos y verticales o dirigidos hacia pozos horizontales cuyo diseño se fue perfeccionando, logrando mayor productividad en cada pozo (preparación propia con datos de la Secretaría de Energía de Argentina)

Volviendo a la primera década de los 2000s, cuentan que:

Antes del 2010, “todas las rocas madres de las diferentes cuencas sedimentarias argentinas fueron evaluadas y clasificadas para conocer sus ventajas técnicas y económicas. La Fm. Vaca Muerta quedó primera en el ranking” (Eduardo Figari, comunicación personal).

En YPF “...se fomentó una cultura de atención a lo nuevo y a la posibilidad de impulsar sinergias entre nuevas ideas y proyectos tradicionales... El equipo asignado a realizar la evaluación de las rocas madres se avocó al entendimiento y comparación de los sistemas petroleros, llevando adelante la primera revisión de su potencial shale... La evaluación de Vaca Muerta como shale play incluyó el análisis de numerosos trabajos internos previos de YPF sobre el sistema petrolero de esta Roca Madre, varios de ellos con foco en el borde noreste de la Cuenca Neuquina. En sus conclusiones coincidían con una publicación de la época (Legarreta, Cruz, Vergani, Laffitte y Villar, 2004) sobre el potencial de petróleos pesados en los “pinchouts” del flanco noreste de la plataforma neuquina. Donde señalaba que el volumen de petróleo generado por Vaca Muerta, con altas chances de migrar desde las zonas más maduras hacia el borde oriental de la cuenca, era extremadamente más alto que lo documentado por los descubrimientos históricos.” [Carlos A. Colo, Matías Di Benedetto, Iván Lanusse Noguera, Daniel G. García y Germán Bottesi, Crónicas de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG, 2023)].

En la misma publicación del IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas), Jorge Hechem narra:

*“... entre 2006 y 2010, los modelos aplicados en la zona de Loma La Lata tuvieron relación directa con el inicio de la era Vaca Muerta, dado que compartían el equipo de trabajo. Buscando el play paleokarst de Quintuco se perforó **Loma La Lata Karst x-1, que luego de una profundización en el 2010 fue el primer pozo productivo de shale gas de la cuenca.**”*

La tabla de abajo presenta el listado de los pozos perforados principalmente durante 2010 hasta inicios de 2012, que permitieron sentar la piedra fundamental de lo que vino más tarde, es decir el aumento de la exploración (pilotos) y el desarrollo que en algunas áreas

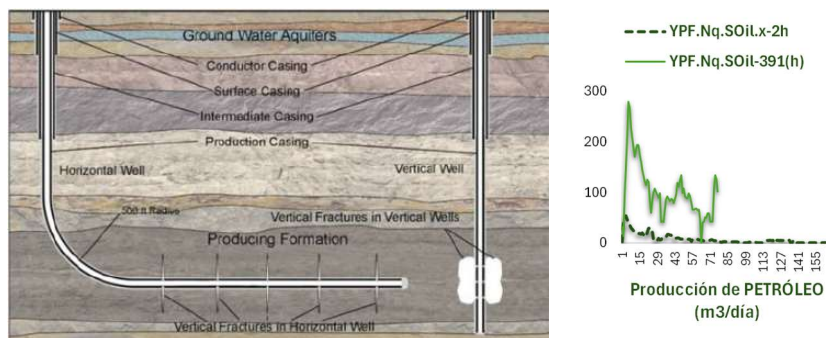
alcanza en nuestros días una dimensión importante. La concesión y el yacimiento consignados en la tabla corresponden al nombre actual de las áreas.

Concesión	Yacimiento	Sigla Pozo	Producción acumulada				Vida Útil días	Año	
			Pet. (Mm3)	Pet. (Mbbbl)	Gas (MMm3)	Gas (Bcf)		inicio	fin
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLLK.x-1	4.0	25	7.0	0.25	664	2010	2017
BAJADA DEL PALO OESTE	BORDE MONTUOSO	PC.Nq.BMo-1001	7.8	49	1.5	0.05	3241	2010	2021
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLL-479	8.8	55	2.6	0.09	2429	2010	2023
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLL.x-475	7.7	48	4.0	0.14	5304	2011	EEFF
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA	YPF.Nq.SOIL.x-1	20.9	131	2.8	0.10	3628	2011	2025
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLLK.x-2h	0.4	3	0.5	0.02	74	2011	2014
LOMA LA LATA - SIERRA BARROSA	LOMA LA LATA	YPF.Nq.LLL.x-485	12.3	78	10.7	0.38	5110	2011	EEFF
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLL-147	5.9	37	13.9	0.49	2704	2011	2020
BAJADA DE AÑELO	BAJADA DE AÑELO	YPF.Nq.BAñ.x-2	7.5	47	2.5	0.09	1112	2011	2016
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LGus.x-2	19.4	122	18.2	0.64	5334	2011	EEFF
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLL-530h	61.0	384	40.7	1.44	3599	2011	2023
COIRON AMARGO SUR ESTE	COIRON AMARGO SUR ESTE	ROC.Nq.CAS.x-1	4.2	27	0.0	0.00	2074	2011	2020
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLL.x-487	34.6	217	9.4	0.33	4280	2011	2025
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLL-525h	13.5	85	6.6	0.23	1594	2011	2016
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LGus.x-1	22.4	141	22.2	0.78	5329	2011	EEFF
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LCue.x-1	18.4	116	7.5	0.27	2979	2011	EEFF
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.PSG.x-1	14.7	93	7.2	0.25	3905	2011	2024
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLL-516	9.0	57	3.5	0.12	299	2011	2012
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLL.a-513	12.2	77	5.5	0.19	5216	2011	EEFF
LA AMARGA CHICA	LA AMARGA CHICA	YPF.Nq.LACH.x-3	14.3	90	1.1	0.04	2342	2011	2023
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLL-511	11.4	72	4.6	0.16	5146	2011	EEFF
LOMA LA LATA - SIERRA BARROSA	SIERRA BARROSA	YPF.Nq.NG-132	9.1	57	4.1	0.15	4064	2011	EEFF
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLL-495	8.6	54	6.1	0.22	5181	2011	EEFF
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLL-496	14.3	90	8.1	0.29	4751	2011	EEFF
MATA MORA NORTE	MATA MORA NORTE	YPF.Nq.MMo.x-1	0.7	4	0.1	0.00	92	2011	2012
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA	YPF.Nq.SOIL.x-2h	33.4	210	5.8	0.21	3145	2012	2023
LOMA CAMPANA	LOMA CAMPANA-LLL	YPF.Nq.LLL-537	6.0	38	3.0	0.11	4162	2012	EEFF
PAYUN OESTE	PAYUN OESTE	YPF.Md.NLaFi.x-1	2.7	17	0.3	0.01	1911	2012	2018
VALLE DEL RIO GRANDE	MALAL DEL MEDIO	YPF.MdN.MDM-94	0.9	5	0.1	0.00	542	2012	2013
BAJO DEL TORO NORTE	BAJO DEL TORO NORTE	YPF.Nq.BdT.x-3	8.6	54	1.6	0.06	1431	2013	2016
LINDERO ATRAVESADO	LINDERO ATRAVESADO OCCIDENTAL	PAE.Nq.LA.x-137	6.1	38	6.0	0.21	4704	2012	EEFF
LINDERO ATRAVESADO	LINDERO ATRAVESADO ORIENTAL	PAE.Nq.LA.x-138	1.7	11	0.0	0.00	1580	2012	2017
AGUADA PICHANA ESTE	AGUADA PICHANA ESTE VACA MUERTA	TAU.Nq.AP.xp-1001	0.0	0	37.5	1.32	3543	2012	2025
SAN ROQUE	SAN ROQUE VACA MUERTA	TAU.Nq.SR.xp-1001	8.3	52	1.9	0.07	1348	2012	2017

Pozos pioneros con información de producción según el Capítulo IV de la Secretaría de Energía al 30 de Abril de 2026

EEFF= En extracción efectiva al 30 de Abril de 2026

Puede notarse el esfuerzo pionero de YPF, no exento de dudas al comienzo, hasta que se instaló la certeza de que los pozos debían ser horizontales y se actuó en consecuencia.



Los pozos horizontales han permitido contactar un mayor volumen de roca y, a la vez, fracturar la formación en mayor cantidad de intervalos. A la derecha, también se puede apreciar el efecto de la diferencia en extensión lateral y cantidad de etapas de fracturas hidráulicas, para dos pozos horizontales de la misma zona pero con 7 años de diferencia que marcan los avances y mejoras del diseño de pozo y estimulación (figura de la izquierda: "Hydraulic Fracturing Operations - Well Construction and Integrity Guidelines" by the American Petroleum Institute; figura de la derecha: elaboración propia con datos del Capítulo IV).

“... Los resultados de perforación y producción de los primeros horizontales (2011-2012) fueron desalentadores en algunas zonas de Loma Campana y buenos en otras. En consecuencia, se frenó la perforación de horizontales hasta entender el problema y saber cómo resolverlo” [Emmanuel d’Huteau, Crónicas de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG, 2023)].

Divulgando los resultados

En mayo de 2011, YPF comunicó a la Comisión Nacional de Valores de Argentina:

“...un nuevo descubrimiento de recursos de petróleo no convencionales procedente de arcillas (shale oil) en la Cuenca Neuquina. En tal sentido, informamos que en el marco del programa de desarrollo exploratorio y productivo 2010/2014 hemos realizado 6 pozos exploratorios verticales que delimitan un área de 330 km² en la formación Vaca Muerta, en Loma La Lata, provincia de Neuquén, cuyos resultados arrojaron caudales iniciales que van de 200 a 560 barriles de petróleo equivalentes por día (bpe/d) en los primeros 30 días de producción que, junto con los estudios sísmicos y geológicos realizados, nos permite estimar unos recursos técnicamente recuperables en esta área de 150 millones de barriles equivalentes de petróleo. Dichos recursos, no constituyen a la fecha reservas probadas y serán reconocidos bajo dicho concepto cuando cumplan con los criterios formales exigidos por la Comisión Nacional de Valores y la Securities and Exchange Commission. A partir de estos resultados, YPF iniciará el desarrollo piloto en un área de 25 Km² y la delineación de otros 200 km² aproximadamente. En lo que resta del año se estiman perforar 17 nuevos pozos y fracturar 14 pozos existentes, lo que supone una inversión total estimada de 270 MUSD, de los cuales ya se han invertido 100 MUSD.”

Luego, en febrero de 2012 Repsol-YPF hizo público en Madrid un Hecho Relevante.

“De acuerdo con la evaluación realizada por la auditora internacional de reservas y recursos de hidrocarburos Ryder Scott, Repsol-YPF eleva su previsión de recursos y reservas del descubrimiento de hidrocarburos en la Formación Vaca Muerta a 22.807 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep). Los recursos prospectivos brutos alcanzan los 21.167 Mbep en un área de 8.071 km² (donde Repsol YPF tiene una participación neta de 5.016 km²). Los recursos contingentes brutos ascienden a 1.525 Mbep (sobre un área aproximada de 1.100 km², donde YPF tiene una participación neta de 834 km²). Adicionalmente, y para la misma zona, ya se han traspasado al libro de reservas (3P) de Repsol YPF 116 Mbep.”

Es decir que, para esa fecha, una revisión externa de los recursos de Vaca Muerta presentados por YPF otorgaba mayor certidumbre sobre los estudios y ensayos realizados internamente.

Otras empresas comenzaban a interesarse.

La empresa CAPEX informa en su página empresarial que en 2010 realizó ensayos en 4 pozos de “Shale Oil” en Vaca Muerta, sin especificar los detalles. En la base de datos de la Secretaría de Energía figura el pozo APS.Nq.ADC.x-1010 (Agua del Cajón) con producción desde 2007, habiendo acumulado hasta la fecha 12,8 Mm³ de petróleo y 6,2 MMm³ de gas.

En los inicios del 2012, la empresa Medanito perforó, ensayó y obtuvo producción de Vaca Muerta, en el pozo MED.Nq.ACh.x-1026 (h) del yacimiento Aguada del Chivato.

Para el sector petrolero argentino, la Fm. Vaca Muerta ya estaba en la mira de las potenciales inversiones de desarrollo. Desde el 2012, una primera etapa de incertidumbre respecto de la economía de los proyectos ralentizó en general los planes empresariales, pero desde el año 2018 se ha producido un crecimiento sostenido de la actividad en general.

A la fecha de este texto, se han superado los 3.000 pozos perforados para explotar la Fm. Vaca Muerta.

La etapa posterior a mayo del 2012 es más conocida por todos y la información se encuentra muy bien clasificada en las bases de datos oficiales, por lo que hasta esa fecha llega nuestro relato para Vaca Muerta.

Otros hechos significativos

En el interín de esta historia ocurrieron algunos hechos significativos para el sector, como:

La aprobación de la Ley 26.197 del año 2007 que estableció: *“la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.”* Y que *“las provincias asumirán en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas...”*

También, la Ley 26.741 del año 2012 declaró de Utilidad Pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF GAS S.A., con lo cual el Estado Nacional y las Provincias pasaron a controlar la empresa YPF S.A.

Más tarde, en 2014, la ley 27.007 modificó algunos artículos de la Ley de Hidrocarburos 17.319 introduciendo términos más específicos para la actividad de exploración y explotación de hidrocarburo No Convencional.

Finalmente, la modificación de la Ley 17.319 mediante una parte de la Ley 27.742 del 27 de junio de 2024, llamada de forma abreviada “Ley de Bases”, introdujo cambios sustanciales para el sector de los hidrocarburos, con la pretensión de incrementar el interés inversor en el país.

Otras formaciones de Roca Madre que fueron objeto de ensayos de producción

Los resultados obtenidos en la Fm. Vaca Muerta incentivaron la investigación de otros niveles de Roca Madre o generadora de hidrocarburos.

Formación Los Molles

En el año 2011, la empresa Apache perforó un pozo piloto y luego una rama horizontal en la Fm. Los Molles [APA.Nq.ACO.xp-2001(h)], Anticlinal Campamento Oeste, Cuenca Neuquina, con el objetivo de probar su capacidad productiva como roca tipo “shale”. Los resultados no fueron los esperados (Daniel Rosato, nota en el suplemento Más Energía del diario La Mañana de Neuquén, 30 de julio de 2021).

La empresa CAPEX, que opera en la concesión Agua del Cajón, informa en su página “web” empresarial que 2016 marcó un hito importante al completar su primer pozo de “Shale Gas” en la Fm. Los Molles.

Formación Agrio

La F. Agrio contiene niveles de “shale” con alto contenido orgánico y se registran ensayos en el área Filo Morado. El pozo YPF.Nq.FM.x-40, que actualmente no produce, tiene una

producción acumulada de 9,5 Mm³ de petróleo y 2 MMm³ de gas entre los años 2014 y 2022. El pozo YPF.Nq.FMVM.x-1(h) del año 2019 continúa activo y registra a abril de 2026 una producción acumulada de 21,6 Mm³ de petróleo e 3 MMm³ de gas.

Investigación reciente de la Roca Madre ("shale") en otras Cuencas

Con base en el éxito obtenido por la explotación de la Fm. Vaca Muerta de la Cuenca Neuquina, algunas empresas del sector han comenzado a investigar el potencial productivo de otras Roca Madre históricamente conocidas en otras cuencas sedimentarias del país. La tabla de abajo resume la situación actual de esas investigaciones.

Pozos que actualmente investigan Roca Madre ("shale") en otras Cuencas												
Concesión	Yacimiento	Formación	Cuenca	Provincia	Sigla Pozo	Producción acumulada				Vida Útil días	Año	
						Pet. (Mm3)	Pet. (Mbbbl)	Gas (MMm3)	Gas (Bcf)		inicio	fin
CAMPO INDIO ESTE - EL CERRITO	CAÑADON DEUS	palermo aike	AUSTRAL	Santa Cruz	CGC.SCA.Ma.x-1(h)	1.2	8	1.3	0.05	236	2024	2025
	ESCALANTE - EL TREBOL	grupo chubut	GOLFO SAN JORGE	Chubut	YPF.Ch.E.xp-914	1.1	7	9.3	0.3	3103	2014	EEFF
CERRO TORTUGA - LAS FLORES	RIO CHICO	pozo d-129	GOLFO SAN JORGE	Chubut	PAE.Ch.RCh.xp-1137(h)	0.0	0.0	4.3	0.2	361	2025	EEFF
	EL TORDILLO	EL TORDILLO	GOLFO SAN JORGE	Chubut	TPT.Ch.S.xp-2670	0.1	0.3	0.5	0.02	305	2022	2022
CAÑADON YATEL	ESTANCIA CHOLITA	pozo d-129	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	YPF.SC.ECh-275	0.2	1.0	0.2	0.01	1718	2020	EEFF
CAÑADON SECO	CAÑADON SECO	pozo d-129	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CGC.SC.CS-4003	7.7	48	25.5	0.9	740	2024	EEFF
CAÑADON SECO	CAÑADON SECO	pozo d-129	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CGC.SC.CS-4006	6.0	38	61.5	2.2	730	2024	EEFF
CAÑADON SECO	CAÑADON SECO	pozo d-129	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CGC.SC.CS-4007	7.2	45	2.8	0.1	701	2024	EEFF

Pozos con información de producción según el Capítulo IV de la Secretaría de Energía al 30 de Abril de 2026
EEFF= En extracción efectiva al 30 de Abril de 2026

Epílogo

En estos párrafos se ha pretendido reproducir y describir algunos de los antecedentes que permitieron poner en valor a la Formación Vaca Muerta, como reservorio productivo de petróleo y gas natural. También se han mencionado antecedentes de otras formaciones de la Cuenca Neuquina y lo recientemente ocurrido en otras cuencas. Seguramente, existirán personas que podrán contarnos mucho más sobre el tema y con mejores detalles, pero aquí queda reflejado al menos una parte de la historia.

Juan Carlos Glorioso - Petrofísico

Junio de 2026

Definiciones

Vaca Muerta (según el Dr. Daniel Robles)

“Vaca Muerta no es un yacimiento, es una formación sedimentaria depositada en un mar de edad jurásica, en la Cuenca Neuquina. Fue denominada con ese curioso nombre en 1931 por el estadounidense Charles Edwin Weaver (1880-1958), doctor en Geología y Paleontología, que la encontró aflorando en toda la sierra de Vaca Muerta... Años más tarde, en 1946, el Dr. Pablo Groeber (nacido en la Estrasburgo temporalmente alemana, 1885-1964) coincidió con Weaver en la importancia de esta formación, cuando realizaba el levantamiento geológico de la región noroccidental de Zapala y comprobó que todos los fósiles (*ammonites*) que se hallaban en las sedimentitas de la formación Vaca Muerta eran de edad jurásica. Esta formación está constituida por sedimentitas denominadas margas bituminosas, debido a su alto contenido de materia orgánica. Corresponden a sedimentos marinos de baja energía, depositados en condiciones de fondo altamente reductoras. Es normal, cuando se realiza el control geológico de un pozo, que al entrar en la formación Vaca Muerta, se retire un fragmento de “cutting” y se lo exponga a la llama de un mechero: inmediatamente arderá con una llama rojiza, signo de su contenido y riqueza de materia orgánica” (Petrotecnica, agosto de 2012).

Roca Madre

Una roca madre es una roca sedimentaria de grano fino, generalmente una mezcla de limo y arcilla o una caliza, rica en materia orgánica que ha generado, o es capaz de generar, cantidades comerciales de petróleo o gas. Constituye el punto de partida fundamental de cualquier sistema petrolífero en funcionamiento (adaptado del “SLB Energy Glossary”).

Shale

“Shale” es una roca sedimentaria de grano fino que se forma por la compactación de arcilla y limo a lo largo del tiempo. Cuando contienen cantidades suficientes de materia orgánica, se constituyen en “roca madre”. Las rocas tipo “shale” se depositaron en antiguos mares, deltas fluviales, lagos y lagunas, y son uno de los tipos de roca sedimentaria más abundantes, presentes tanto en la superficie terrestre como en las profundidades del subsuelo. (adaptado del British Geological Survey)

No Convencional

Dejando de lado la consideración de los petróleos extrapesados, no existe físicamente petróleo o gas natural no convencional. Se le llama no convencional al reservorio y la roca que los contiene, principalmente por su baja permeabilidad y por la necesidad de ejercer una masiva fracturación hidráulica sobre la misma para extraer sus fluidos. También, en Argentina se han diferenciado las concesiones otorgadas para explorar y explotar hidrocarburos, en convencional y no convencional.

Unidades

m3= metros cúbicos // Mm3= Miles metros cúbicos // MMm3= Millones de metros cúbicos

Mbbl= Miles barriles

Bcf= Billones de pies cúbicos (Mil millones de pies cúbicos)

Referencias

1. Reseña sobre los conocimientos y la explotación de los hidrocarburos en Argentina antes de 1907 Por Marcelo R. Yrigoyen - Reedición de las notas publicadas en los números de Petrotecnica de marzo y abril de 1983.
2. The Vaca Muerta Formation (Late Jurassic - Early Cretaceous): History, stratigraphic context and events of this emblematic unit of the Neuquén basin, Argentina - Héctor A. Leanza, 2012
3. Crónicas de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos – coordinado por Gustavo Vergani -IAPG, 2023
4. Historia de Vaca Muerta <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/historia>
5. Sobre el hallazgo de Vaca Muerta, su origen y la terminología usada incorrectamente, Daniel Robles, Petrotecnica, agosto de 2012.