

## 15 AÑOS DE EVOLUCIÓN DEL DISEÑO DE POZOS EN VACA MUERTA.

Mariano Guzmán, Darío Codega, Fabián Benedetto; Tenaris.  
[maguzman@tenaris.com](mailto:maguzman@tenaris.com); [dcodega@tenaris.com](mailto:dcodega@tenaris.com); [fbenedetto@tenaris.com](mailto:fbenedetto@tenaris.com)

### Sinopsis

*Hace poco más de una década comenzó la explotación masiva de la formación No Convencional Vaca Muerta. Inicialmente, se perforaron pozos exploratorios, luego pozos verticales de producción. Posteriormente, se construyeron las primeras ramas laterales de más de 1000 metros.*

*La mejora continua de los operadores de la cuenca, el conocimiento adquirido, las nuevas tecnologías y herramientas proporcionadas por las compañías perforadoras, de servicios y suministros, permitieron alcanzar el modo “factoría” y establecer récords de perforación en velocidad y longitud de las ramas laterales. Actualmente, se alcanzan longitudes promedio de 3000 metros de rama lateral en menos tiempo que los primeros pozos de ramas cortas.*

*Los tubulares utilizados en las distintas secciones de los pozos han sido componentes vitales en esta evolución, permitiendo conectar el reservorio No Convencional con la superficie. Los desafíos han incluido cumplir con las características geométricas requeridas, mejorar las velocidades de instalación, soportar condiciones exigentes, contener y conducir la energía para la estimulación del reservorio, y producir fluidos corrosivos en algunas áreas, todo ello optimizando costos.*

*En los próximos párrafos se analizará la evolución de los diseños de pozos No Convencionales y las tecnologías que lo hicieron posible, así como la evolución de los tubulares utilizados (diámetros, grados de acero y conexiones) en cada sección del pozo intentando, además, presentar una noción de las posibles tendencias a futuro.*

### Introducción

La historia de Vaca Muerta comienza en 1931, cuando el geólogo estadounidense Charles Edwin Weaver, descubrió dicha formación en la Sierra de Vaca Muerta, mientras realizaba estudios de campo para la Standard Oil of California (actual Chevron). Dicha sierra se encuentra ubicada en el centro de la provincia del Neuquén, entre las localidades de Mariano Moreno y Las Lajas. Weaver fue el primero en identificar los afloramientos de esta roca que, con el tiempo, se convertiría en un gigantesco yacimiento de petróleo y gas.

Sin embargo, no fue hasta el año 2011 que YPF anunció que las reservas probadas del yacimiento podían estimarse en 930 millones de BEP (barril equivalente de petróleo), y en 2013 la Agencia de Información Energética (EIA) publicó una estimación mayor, con reservas que alcanzan los 27 mil millones de BEP, lo que significó multiplicar por diez las reservas probadas de Argentina hasta ese momento. Dichas estimaciones le valieron a Argentina ser considerada el segundo reservorio mundial de *shale gas* y el cuarto de *shale oil*.

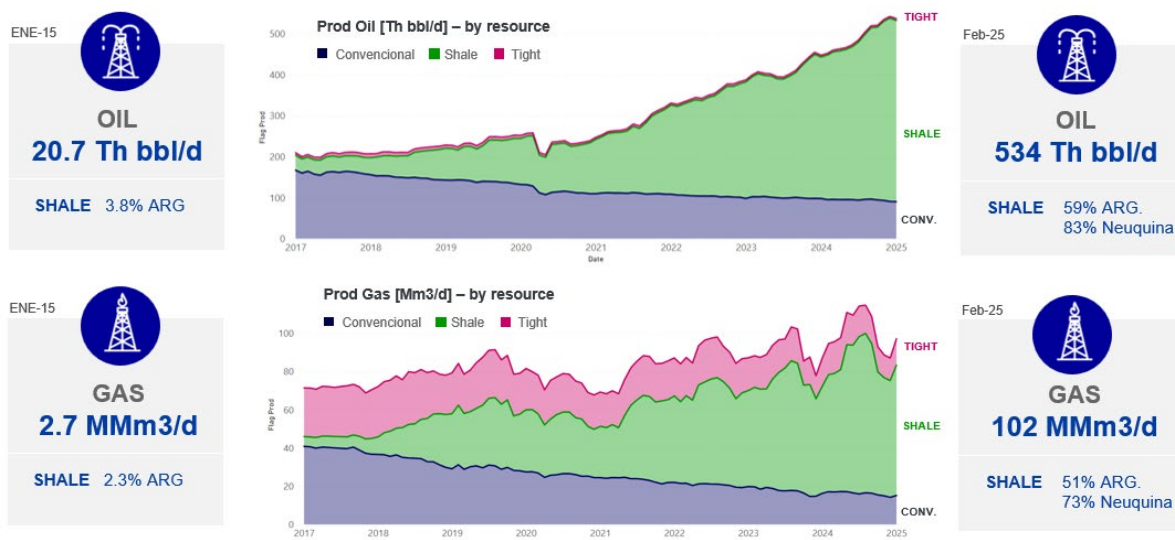
La producción de crudo no convencional en Neuquén comenzó a planificarse en 2013, debido principalmente a las inversiones de YPF junto con Chevron. Ese mismo año comenzaron un proyecto piloto en Loma Campana, que implicó una inversión de 1240 millones de dólares y la perforación de 161 pozos. Unos meses después se firmó un convenio que dispuso la perforación de 170 pozos más y una inversión conjunta de más de 1600 millones de dólares <sup>[1]</sup>.

En 2013 también desembarcó Dow para explotar, junto a YPF, el yacimiento El Orejano <sup>[2]</sup> comenzaron con un proyecto piloto en shale gas que contaba con cuatro pozos.

A partir de 2014 se produjo el ingreso de nuevas operadoras al desarrollo no convencional, entre las que se cuentan a Total Austral <sup>[3]</sup>, Exxon Mobil, Shell y las canadienses Americas Petrogas y Madalena Energy <sup>[4]</sup>. También comenzaron a operar petroleras de capitales nacionales como Pan American Energy, Pluspetrol y Tecpetrol <sup>[4]</sup>.

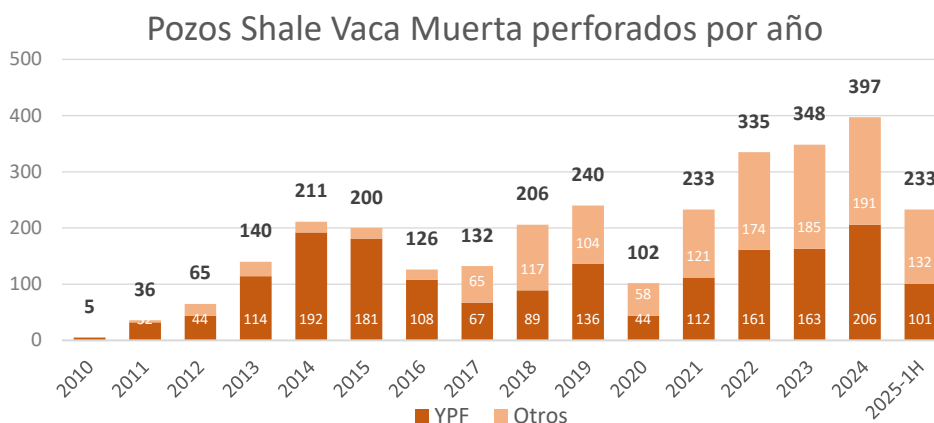
A lo largo de los años de desarrollo, se dieron algunos cambios de estrategia de las operadoras, que intensificaron la perforación en áreas de gas o petróleo de acuerdo con condiciones de mercado e infraestructura de transporte.

La evolución de la producción, tanto de petróleo como de gas, se muestra en los siguientes gráficos, creciendo en 10 años de valores muy bajos a representar más de la mitad de la producción de todo Argentina, tanto en gas como en petróleo.



**Figura 1: Evolución de la producción de Petróleo y Gas en Argentina por tipo de formación.**  
(Fuente: Cap IV - Secretaría de Energía de la Nación Argentina).

Esta evolución de la producción no convencional fue posible gracias a la creciente inversión en perforación e infraestructura de tratamiento de superficie. En la **Figura 2** se muestra la evolución de pozos perforados en Vaca Muerta, diferenciando YPF y el resto de las operadoras.



**Figura 2: Cantidad de pozos perforados en Vaca Muerta por año.**

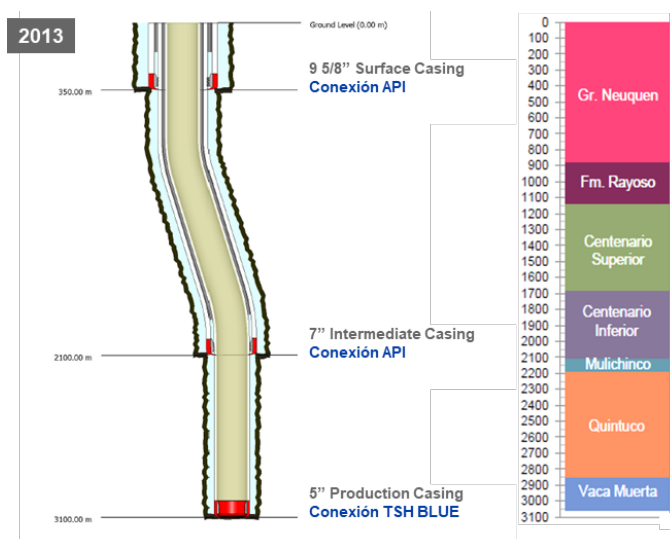
## Evolución del Diseño de pozos

### Pozos verticales en los inicios:

En los inicios del desarrollo, a partir del 2010 se perforaron los primeros pozos exploratorios verticales, en diferentes áreas, con el fin de estudiar la formación, mediante perfiles y coronas. Estos pozos se construyeron con diseños robustos, en su mayoría de 4 cañerías, comenzando en 13 3/8" o 20".

Ya con los primeros pilotos de desarrollo, liderados por YPF, las operadoras buscaron reducir a 3 la cantidad de secciones, donde fuera posible. Así nace el primer diseño SLIM, una arquitectura de pozo que comienza con una sección de 12 1/4" y Casing 9 5/8", continúa con una tubería intermedia de 7" y se completa con un Casing de producción de 5" (pozos verticales o dirigidos).

Durante los años 2013 al 2016, YPF perforó intensivamente en los yacimientos Loma Campana y El Orejano pozos verticales de 3100m, con diseño SLIM. Se construyeron aproximadamente 400 pozos con esta arquitectura en modo factoría, con 2 o 4 pozos por PAD.



**Figura 3: Diseño pozo SLIM Vertical.**

La perforación de las formaciones de Quintuco y Vaca Muerta presenta desafíos grandes al cruzar zonas naturalmente fracturadas y sobre presionadas. El margen de densidad de lodo es muy limitado, y se incorporó desde etapas tempranas el uso de métodos de perforación con presión controlada (MPD) y perforación con Casing (DWC) [5].

El uso de ambas técnicas combinadas se tradujo en varios beneficios (Romero Mc Intosh, Medina, Calegari, & Martin, 2015):

- Mejor control de pozo al atravesar zonas fracturadas
- Eliminación de tiempos no productivos necesarios para ahogar el pozo previo al perfilaje y la entubación
- Aumento de los márgenes de presión para métodos de UBD gracias al espacio anular reducido de DWC

Comparación Perforación con Casing vs Convencional en Loma Campana Noroeste

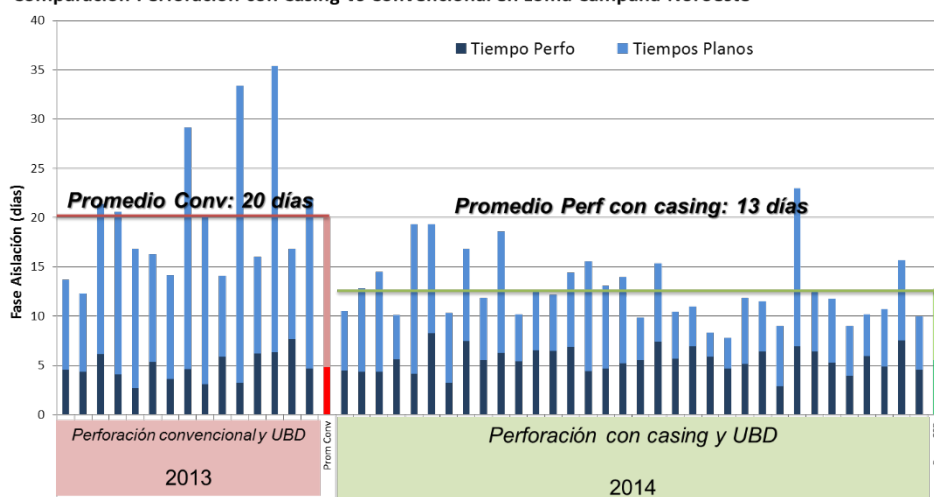


Figura 4: Ahorros perforando DWC la sección vertical 5".

El diseño de estos pozos demandaba una conexión Premium con sello metal-metal, hombro de torque y 100% de eficiencia para resistir las cargas durante la terminación, especialmente los esfuerzos durante la fractura hidráulica y operación del pozo. En el momento que se decidió realizar DWC, se verificó la aptitud de la conexión desde el punto de vista de torque y fatiga para estas operaciones (5" 20.8# P110 TSH BLUE).

### Migración de vertical a horizontal:

Al mismo tiempo, en el año 2012 **comenzaron a perforarse los primeros pozos horizontales, con ramas laterales menores a 1000m y con unas 8 a 10 etapas de fractura.** Ese año, el 13% de los pozos shale fueron horizontales, el 27% dirigidos, mientras que los pozos verticales representaban el 60% de las perforaciones totales con destino a Vaca Muerta.

Los primeros diseños de pozo comprendieron la utilización de un Casing de aislación con conexiones cupladas combinando diámetros de 5" en la rama vertical del pozo y 4.5" en la rama horizontal, alcanzando longitudes de entre 4500 a 5300 mMD.

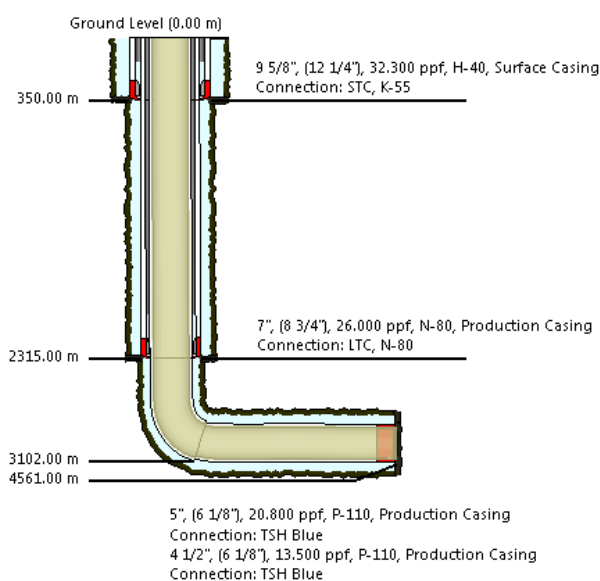


Figura 5: Primer diseño pozo SLIM Horizontal.

Durante los casi siete años que siguieron, la receta se modificó varias veces con el objetivo de llegar al diseño de pozos más sostenible y rentable. A partir del 2013, los pozos shale verticales comenzaron a perder vigencia, a tal punto que en 2015 el 54% fueron verticales y el 46% horizontales.

Ya en 2016 se vio el quiebre y, desde ese año, se comenzó a perforar en Vaca Muerta casi exclusivamente pozos horizontales. Ese año, según los datos de la Secretaría de Energía, el 94% de los pozos tuvieron ramas laterales, mientras que apenas el 6% fueron verticales.

A partir de ese momento, la incorporación de equipos de perforación high spec, sumado a la incorporación de nuevas tecnologías de perforación direccional y MPD (Management pressure drilling), permitieron aumentar paulatinamente la longitud de las ramas laterales, manteniendo o reduciendo el tiempo y costos de construcción.

#### Introducción de la conexión semiflush de alto torque en pozos de Vaca Muerta <sup>[6]</sup>

En pos de extender la longitud horizontal de los pozos Shale, pero al mismo tiempo mantener e incluso reducir el costo de perforación, se propuso en 2016 un cambio en el diseño de la arquitectura de pozo que permitiera aumentar el diámetro interno de la sección de producción y pudiera ser entubado sin riesgos operativos logrando longitudes de rama lateral mayores a 2000m.

Este cambio de diseño implicaba la necesidad de mantener el diámetro del pozo abierto de 6 1/8" para no modificar la arquitectura de las secciones de superficie e intermedia, de modo de mantener el costo de perforación lo más bajo posible.

Para lograr el objetivo, fue necesario seleccionar una conexión roscada sin cupla, semiflush, que tuviera una alta resistencia a la tracción, flexión y presión interna, garantizando sellabilidad para la producción de gas a alta presión.

Adicionalmente, también era necesario que tuviera una alta capacidad de torque operativo para poder rotar la columna de casing cuando fuera necesario, y así poder entubar el pozo hasta la profundidad definida por diseño.

Se seleccionó entonces una conexión Semiflush de alto torque, especialmente diseñada para aplicaciones en pozos Shales, con perfil de rosca de ancho variable y sello metal-metal.

---

#### **Nuevo Diseño monobore 2000m lateral**

- |                                |
|--------------------------------|
| - 9 5/8" 32.3# K55 STC – 350m  |
| - 7" 26# N80 LTC – 2300m       |
| - 5" 21.4# P110 TSH WEDGE 625® |
-

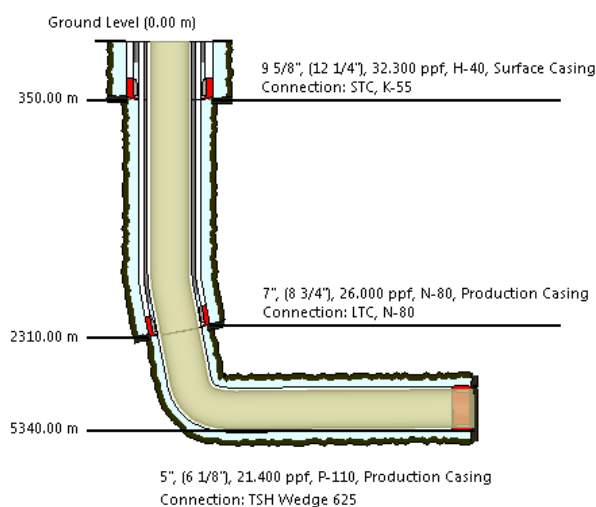


Figura 6: Diseño monobore 5", 2000m lateral.



Figura 7: Conexión Premium, semiflush con perfil de rosca de ancho variable.

### Implementación como un estándar en la región <sup>[7]</sup>:

Para 2019, ya eran 7 las operadoras en Argentina que habían adoptado la conexión para sus pozos no convencionales, consolidándose como la más utilizada en Vaca Muerta.

En la actualidad se han instalado más de 850 sartas en diversas operadoras, totalizando una longitud total corrida de más de 5,5 millones de metros.

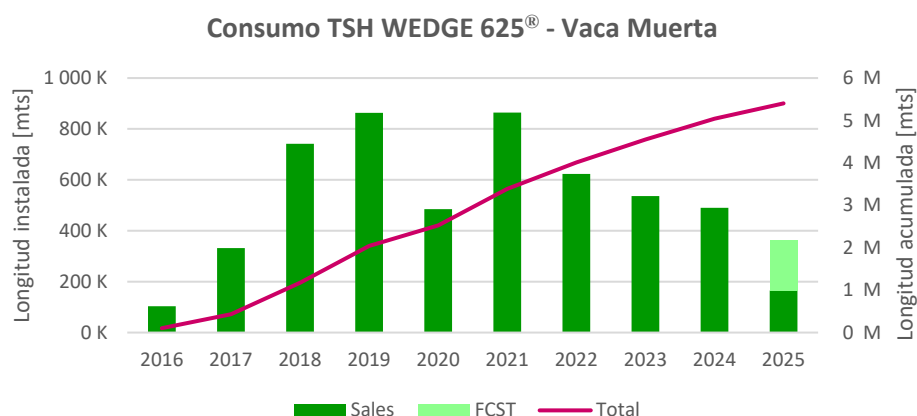


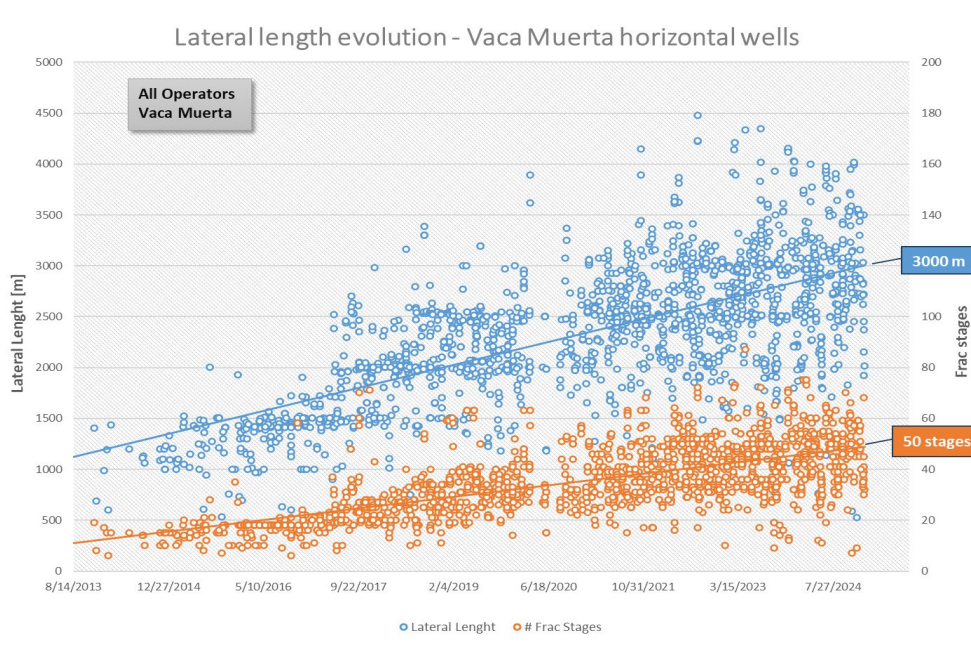
Figura 8: metros de conexión semiflush instalados por año y acumulados

Dentro de las dimensiones disponibles, la opción más adoptada es la de 5" de diámetro y 21,4 lbs/pie de peso lineal, y en menor medida las de 4 1/2" 15,1 lbs/pie, 5 1/2" 20, 23 y 26 lbs/pie, en distintas combinaciones con grados de aceros.

### Incremento de longitud de la rama lateral:

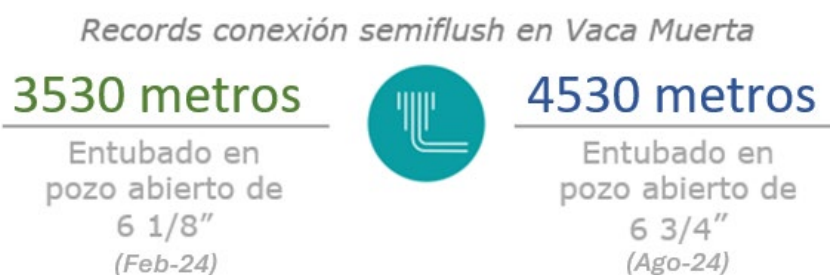
La conexión adoptada ha permitido en parte que las operadoras construyan pozos de ramas laterales cada vez más largas, debido a la menor fricción durante la instalación gracias a que el diámetro de conexión es apenas un 5% mayor al cuerpo del tubo, y las ventajas de mantener ID maximizado en todo el pozo evitando la combinación de diámetros, repercutiendo en optimizar la operación de completación.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la longitud lateral de los pozos horizontales de Vaca Muerta, desde el año 2013 cuando se comenzaron a construir los primeros horizontales de menos de 1000m, hasta la actualidad, con un promedio general en la cuenca de 3000m de lateral y récords que superan los 5000m.



**Figura 9: Dispersión de longitud de rama lateral por año y línea de tendencia**  
(Fuente: Cap IV - Secretaría de Energía de la Nación Argentina).

Se han establecido récords de longitud de ramas horizontales, perforados con diámetros de trépano de 6 1/8" (el más utilizado) y 6 3/4", con conexión semiflush de alto torque.



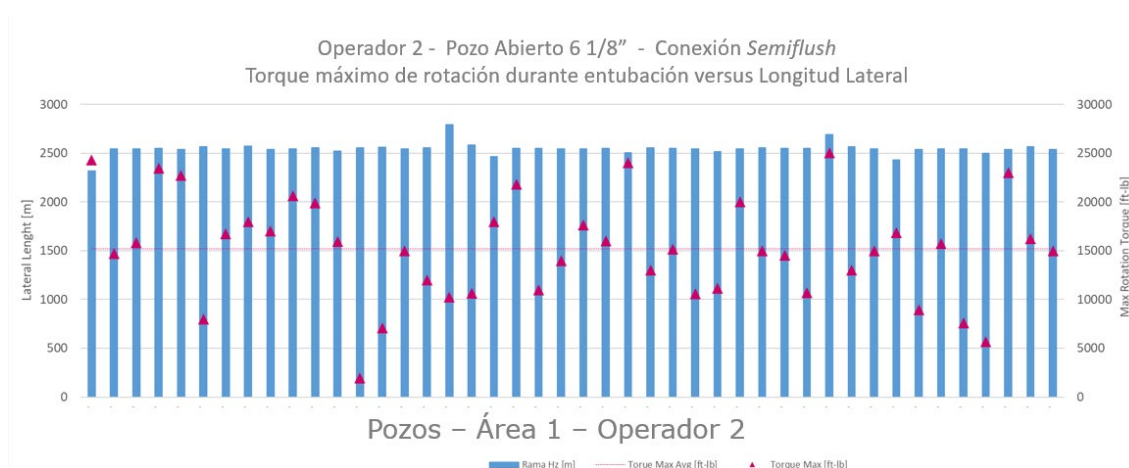
**Figura 10: Récords de entubación de rama lateral con conexión *semiflush* de alto torque.**

### Capacidad de torque operativo de la conexión:

La entubación de Casing 5" en pozo abierto de 6 1/8" y 6 3/4" supone un desafío para las operadoras que ven limitada la capacidad de bajar la tubería en pozo (Running in hole) simplemente deslizando, siendo necesario rotar la misma para alcanzar la profundidad del pozo y vencer el arrastre generado durante el proceso.

Dada la gran capacidad de torque de la conexión gracias al perfil de rosca con filetes de ancho variable, es posible alcanzar altos torques de rotación sin suponer un compromiso a la integridad del tubular.

A continuación, se muestran las experiencias de cuatro operadores, donde se observan torques de rotación de máximos de hasta 25000 lbs.ft, y promedios entre 15000 y 20000 lbs.ft.



**Figura 11: Comparación de torques aplicados para rama lateral de 2500 m, diámetro pozo 6 1/8".**

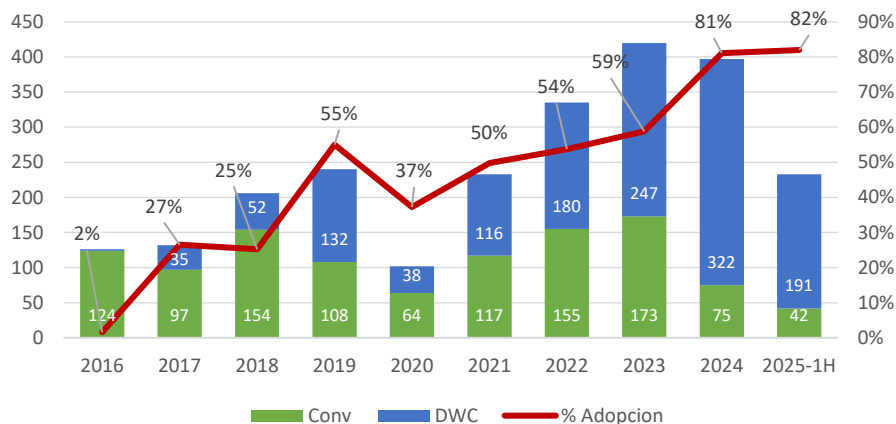
### Aplicación de DWC en Guías NOC:

A partir del año 2016, se comenzó a aplicar la técnica de perforación con casing (DWC) en la sección de superficie de pozos shale, impulsada principalmente por la necesidad de profundizar esta sección, de los 350m originales a una profundidad que actualmente oscila entre 600 y 800m, dependiendo de la zona y características geológicas.

Este cambio de profundidad en la sección de superficie, cuyos principales objetivos son proteger los acuíferos de agua dulce superficiales, dar soporte y estructura al pozo, y aislar zonas de pérdida de modo de perforar en forma segura la próxima sección intermedia, motivó la aplicación de la técnica DWC ya que los ahorros son proporcionales a la profundidad perforada.

Es así como la técnica evolucionó en la cuenca a lo largo de los años, siendo adoptada en la actualidad por casi la totalidad de los operadores, con % de adopción (relación entre # pozos DWC / # pozos perforados con técnicas convencionales) que superan el 80% promedio anual. La **Figura 12** muestra la evolución de la aplicación de DWC en guías Shale desde 2016 a la actualidad.

### DWC Guías Shale Vaca Muerta



**Figura 12: Evolución de la aplicación de DWC en guías Shale.**

Con excepción de algunas áreas problemáticas, la sección de superficie en Vaca Muerta no presenta graves dificultades ni problemas durante la perforación. Es por esto que el principal objetivo para la aplicación de DWC es la reducción de tiempos y costos. En la Tabla 1, los autores muestran una comparación típica de los tiempos entre la perforación convencional y las operaciones de DWC <sup>[9]</sup>.

|                   | DWC  | Conventional | Savings (%) |
|-------------------|------|--------------|-------------|
| Total Time (days) | 1.16 | 2.91         | -60         |
| General ROP (m/h) | 36   | 24           | +33         |

**Tabla 1: Ahorros de tiempo debido a la aplicación de DWC en guías Shale.**

#### Conexión semi premium cuplada compatible con BTC:

Tenaris ha desarrollado una conexión semi premium con hombro que permite la aplicación de torque de rotación y es compatible con la conexión API BTC. La performance a fatiga también fue validada a través de ensayos de plena escala (FST) en máquinas de fatiga resonante.

Esta conexión es la más utilizada en DWC en Argentina y Bolivia, para las secciones de superficie es la única actualmente utilizada con resultados muy satisfactorios.





El hombro de torque incorporado e la cupla, permite:

- Transmitir torque
- Cubre la zona “J” de la cupla reduciendo la erosión.
- Incrementa la eficiencia a compresión a 100%.
- Asegura un ajuste repetitivo y garantiza la resistencia a fatiga.

**Figura 131: Conexión Semi premium cuplada, con hombro de torque.**

### **En búsqueda de mayor eficiencia y alcance lateral:**

En el año 2022 la longitud promedio de rama lateral era de 2500m, longitud que se alcanzaba con consistencia y buena eficiencia, con las herramientas de perforación direccional estándar y equipos high spec de 7500psi de capacidad de bombeo.

Las operadoras comenzaron a buscar mayores alcances, manteniendo o mejorando la velocidad de perforación. Fue entonces que se dio un nuevo cambio de arquitectura en el diseño Slim más usado en la cuenca. En pos de reducir las fricciones en el pozo y mantener buena limpieza y ROP, se decidió aumentar el diámetro de pozo abierto en la sección de producción, pasando del ampliamente utilizado 6 1/8” a 6 3/4”, de modo de poder perforar con herramientas más modernas, sistemas rotarios, manteniendo buen caudal de bombeo, sobre todo al perforar más allá de los 2500m de lateral.

Para ello, fue necesario modificar el Casing intermedio, pasando de 7” a 7 5/8”, de modo de lograr un diámetro interno de ese Casing por el que pudiera pasar el nuevo BHA y trépano de 6 3/4”.

La solución propuesta para mantener el diseño Slim fue la introducción de un tubo de 7 5/8” espesor delgado de 24# y grado de acero de alta resistencia P110-ICY (tensión de fluencia 125Ksi). Además, fue necesario cambiar las conexiones API utilizadas hasta el momento, por conexiones de huelgo reducido diseñadas para tal fin. Se optó por una conexión cuplada con perfil de rosca de ancho variable y huelgo reducido, con o sin sello metal-metal, dependiendo del objetivo productivo de Vaca Muerta (gas o petróleo).

El siguiente paso se dio en el Casing de producción, aprovechando las ventajas de un mayor hueco abierto, se probó con éxito la migración nuevamente a conexiones cupladas de huelgo especial, en reemplazo de la establecida semiflush, con algunas ventajas operativas relacionadas a evitar el uso de “tapones de elevación” para su manipuleo y ventajas económicas debido al menor costo que presenta esta nueva familia de conexiones cupladas vs la semiflush.

Fue entonces cuando se introdujo en la región una nueva familia de conexiones cupladas con perfil de rosca de ancho variable, especialmente diseñadas por Tenaris para aplicaciones shale de alta demanda. Con 100% de eficiencia a tracción y compresión, muy alta capacidad de torque y excelente eficiencia para entubar se estableció en Vaca muerta un nuevo estándar para el Casing de producción de 5”.

El diseño final más utilizado en la actualidad (tipo “Slim”) se muestra en la **Figura 14**.

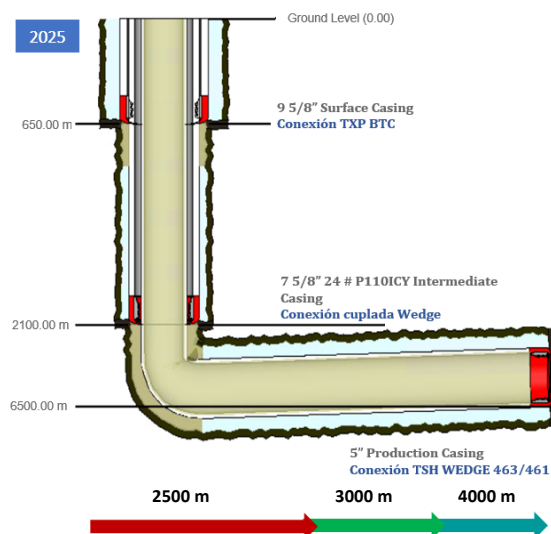


Figura 14: Diseño SLIM más utilizado en la Vaca Muerta 2025.

Es así como desde el año 2022, el uso de esta nueva familia de conexiones cupladas con perfil de rosca de ancho variable ha ido en aumento, al mismo tiempo que ha decrecido el uso de la conexión semiflush TSH WEDGE 625®.

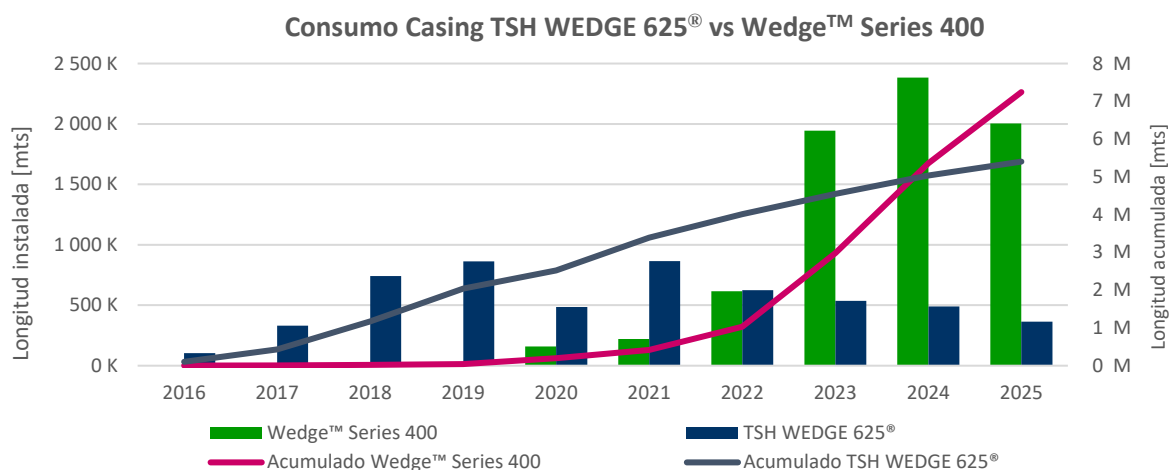
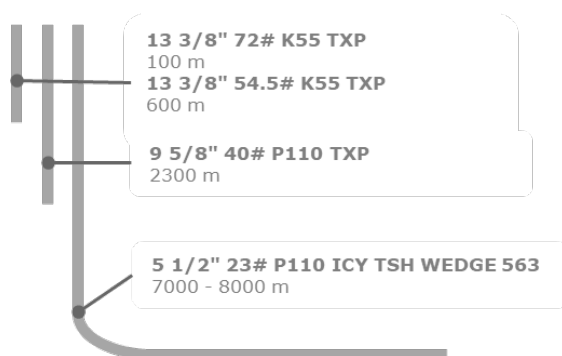


Figura 16: Consumo de Casing con conexiones semiflush TSH WEDGE 625® vs cupladas Wedge™ Series 400.

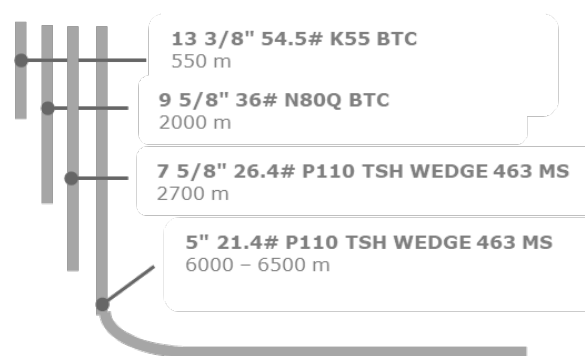
### Otros diseños de Vaca Muerta:

Si bien hasta ahora se ha descrito la evolución de los diseños Slim, por ser ampliamente más utilizados, cabe mencionar que en Vaca Muerta conviven varios tipos de arquitectura, con detalles que varían según los criterios de cada operadora, podemos mencionar 3 tipos principales:

- Diseño **SLIM** → 3 tuberías, comenzando con una sección de Superficie en 9 5/8" y terminando en 5".
- Diseño **FAT** → 3 tuberías, comenzando con una sección de Superficie en 13 3/8" y terminando en 5 1/2".
- Diseño **ROBUSTO** → 4 tuberías, comenzando con una sección de Superficie en 13 3/8" y terminando en 5".



**Diseño FAT – 3 secciones**



**Diseño Robusto - 4 secciones**

El diseño “FAT” se utiliza cuando se planea perforar longitudes de ramas laterales mayores a 4500 m. Este es el caso del pozo récord de YPF, con la rama lateral más extensa de Vaca Muerta hasta el momento <sup>[10]</sup>:



**Figura 15: Récord de longitud lateral alcanzada hasta el momento en Vaca Muerta (Mayo 2025).**

## Conclusiones

1. La evolución de diseños de Vaca Muerta ha respondido a la necesidad de construir en forma segura y eficiente pozos productivos, con las complejidades geológicas que presentan las formaciones Quintuco - Vaca Muerta.
2. Desde los primeros pozos verticales, utilizados para poner en valor la formación Vaca Muerta, hasta los horizontales Slim de rama extendida, los diseños han evolucionado para lograr eficiencia, seguridad y reducción de costos de construcción.
3. El uso de una conexión *semiflush* con probadas capacidades de resistencia a las sollicitaciones durante las etapas de construcción, completación y operación del pozo, permitió alcanzar mayores ramas horizontales sin necesidad de modificar el diámetro de las herramientas de perforación de la sección de producción y por ende manteniendo una arquitectura de pozo slim en las secciones anteriores.
4. A medida que la tendencia de longitudes laterales se fue incrementando, por encima de los 3000m, fue necesario introducir un nuevo cambio aumentando el diámetro de hueco abierto y por ende de la tubería intermedia de 7” a 7 5/8”.
5. Este último cambio se vio acompañado por el desarrollo de una nueva familia de conexiones con perfil de rosca de ancho variable, especialmente diseñadas para aplicaciones Shale, con altas capacidades de torque y fácil manipuleo para su instalación en el pozo.
6. Otros diseños conviven en la cuenca, como los “Robustos” y los “Pesados”, con objetivos puntuales y de aplicación en áreas donde la geología es mucho más compleja.

## Bibliografía

- [1] [YPF confirmó que Chevron ratificó el acuerdo por Vaca Muerta: invertirán 1.600 m - LA NACION](#)
- [2] [«Vaca Muerta.Cuál es la clave para competir con el mundo»](#). [www.lanacion.com.ar](http://www.lanacion.com.ar).
- [3] [La petrolera francesa Total anunció que va a invertir en Vaca Muerta](#)
- [4] [Paseo por Vaca Muerta: el quién es quién de empresas que "enloquecen" con la riqueza del suelo argentino](#)
- [5] “Perforación con Casing y UBD en pozos Shale” - Cristian Romero McIntosh, Jonatan Medina, Nicolas Calegari, Rodrigo Martin – 2014
- [6] “Uso de conexiones semiflush para extender la rama lateral de pozos shale horizontales”- D. Codega, N. Rebas, P. Olivo, W. Canziani; Tenaris. G. Landinez, M. Vitolo; YPF SA.
- [7] “Consolidación del uso de conexiones semiflush en pozos shales en Vaca Muerta” - Mariano Guzmán, Nicolás Rebas, Dario Codega; Tenaris.
- [8] SPE-185506-MS – “Five Years of Drilling With Casing in Argentina and Bolivia. Lessons Learned From the Field” - Constantino Espinosa, Dario Codega, Andrea Caglieri, Silvina Grill, Herman Guttner, Carolina Roldan, Tenaris
- [9] SPE-199024-MS – “The Use of Drilling with Casing to Set a New Standard for Drilling Operations in Argentina” - C. M. Espinosa, Tenaris; R. D. Watts, R D Watts Wells Technology Advisors; N. Rebas, C. I. Lojk, C. Roldan, D. Codega, and T. Castiñeiras, Tenaris
- [10] [YPF Récord rama lateral más larga Vaca Muerta.](#)
- [11] Serie Datos Cap IV – Secretaría de Energía de la Nación Argentina.

## **Autores**

### **Mariano Guzmán**

Título y lugar de estudio: Ingeniero Electromecánico – UTN Facultad Regional San Rafael – Argentina.

Trayectoria: Recibido en 2016 en la Universidad Tecnológica Nacional. Se desempeñó dos años en el área de Industrial Management Control, en la planta de Varillas de Bombeo de Tenaris. Desde el 2019 ocupa el cargo de ingeniero de asistencia técnica, basado en Neuquén, trabajando en diseño mecánico de pozos, análisis y selección de materiales, asesoría técnica y otros temas referidos a tubulares con clientes de la cuenca Neuquina y Cuyana.

Cargo actual en la empresa: Technical Sales Engineer

### **Dario Codega**

Título y lugar de estudio: Ingeniero Mecánico, Universidad Nacional del Comahue - Argentina, especializado en materiales, metalurgia y soldadura.

Trayectoria: Con más de 19 años de experiencia en la industria de Oil & Gas, actualmente se desempeña como Senior Manager en el área de Technical Sales en Tenaris, para productos Tubulares OCTG y Line Pipe, brindando soporte y asesoramiento en diseño de pozos, selección de productos, materiales, corrosión, selección de conexiones, recubrimientos, etc.

Cargo actual en la empresa: Technical Sales Senior Manager.

### **Fabián Benedetto**

Título y lugar de estudio: Ingeniero Eléctrico, UTN. Posgrado en Ingeniería de Reservorios, UBA.

Trayectoria: Más de 30 años de experiencia en la industria de Oil & Gas, actualmente es Director para el Cono Sur en el área de Technical Sales en Tenaris. Especializado en uso de productos Tubulares OCTG para distintas aplicaciones en la industria.

Cargo actual en la empresa: Technical Sales Regional Director.