

TEMAS DE INGENIERÍA

Disminución de costos en fracturas hidráulicas petroleras: de cómo las estrategias de ingeniería se articulan con el contexto económico

Por Luis Felipe Sapag (*)

(*) Doctor en Ciencias Sociales (FLACSO)
Magister CTS (UNQ) e Ingeniero Industrial (UNSur).
Vicedecano UTN. Facultad Regional del Neuquén

CONTEXTO
Con la caída de los precios petroleros internacionales (de U\$ 100.- por barril, en 2014, a menos de la mitad, en la actualidad), las operadoras y empresas de servicios se han concentrado en una meta estratégica: encontrar las soluciones de ingeniería de *upstream* (extracción) para disminuir costos y tiempos en perforación de pozos petroleros y terminación con fracturas hidráulicas. Esto ocurre principalmente en los únicos países que lograron, desde reservorios no convencionales, niveles de producción capaces de “mover la aguja” del abastecimiento nacional: EE. UU., Canadá, China y Argentina. Todos ellos –cada uno con distintas escalas y realidades sociales, tecnológicas y económicas– enfrentan similares desafíos: las fuentes hidrocarbúferas tradicionales son escasas o se encuentran en las fases finales de sus ciclos de prestación, por lo que las tecnologías de *fracking*, dirigidas a formaciones *shale* y *tight*, resultan una prometedora opción para crecer productivamente.

Desde el principio mismo de las actividades no convencionales en nuestro país, en 2006, los ingenieros y geólogos de YPF y de otras

pocas firmas, tanto por necesidad como por vocación, se destacaron por sus capacidades innovadoras, como mostraremos.

APRENDIZAJE E INNOVACIÓN

La fractura hidráulica se utiliza en la cuenca neuquina desde los años 60 del siglo pasado, pero no para terminación de pozos, sino como una actividad de recuperación terciaria (Dawe, 2000). Al tratarse de pozos de menor profundidad, la potencia requerida para lograr las fracturas es mucho menor y en estos casos se practican solo dos o tres actividades de fractura por pozo. En 2006, la YPF por entonces controlada por Repsol comenzó a experimentar fracturas múltiples en horizontes *tight sands* (arenas compactadas, típica formación de reservorios convencionales, pero con mucho menos contenido de hidrocarburos). Recién a partir de 2008, el nuevo gobierno neuquino inició un cambio radical, apoyado en la potestad del dominio para otorgar y controlar las concesiones, transferida a las provincias por la ley 26197/07, conocida como “Ley Corta”. La creación de la empresa estatal Gas y Petróleo de Neuquén SA (G y P) implicó una innovación social trascenden-

te, pues puso en marcha un activo programa de licitaciones para concesionar áreas hidrocarbúferas, apuntando a Vaca Muerta, Mollés, Quintuco, Lajas y otras formaciones no convencionales (Sapag, 2015). El éxito fue notable: 64 contratos de UTE con diecisiete empresas operadoras de gran envergadura. YPF, Medanito y PAE, con participación nacional, así como Esso, Shell, Total, Petrobras y otras transnacionales, incentivadas por los altos precios de petróleo, comenzaron la aventura de la exploración no convencional de la Cuenca Neuquina. Todos esos contratos y otros posteriores siguen avanzando. Veinte de ellos avanzaron a la fase de plan piloto, es decir, una prueba de producción en escala intermedia. Cinco alcanzaron la etapa de desarrollo masivo, y obtuvieron buenos resultados en el conocimiento geológico y en la ingeniería de producción. Hoy, un pozo típico direccionado a Vaca Muerta, a 2.500 m de profundidad, con 2.000 m de rama lateral

y con 25 etapas de fracturas, produce más de mil barriles por día, una cifra que permite alcanzar el break even financiero (umbral de rentabilidad), aún con precios de U\$ 50.- por barril.

Los siguientes datos comparativos entre los mejores pozos de Vaca Muerta con las cuatro cuencas norteamericanas más productivas –Wolfcamp, Bone Spring, Eagle Ford y Bakken– son elocuentes en cuanto a la fructífera combinación de las bondades del subsuelo neuquino y las capacidades técnicas de los operadores:



PRODUCTIVIDAD DE POZOS NO CONVENCIONALES POR AÑO

Yacimientos	Formación	Boe/m	Boe/pozo	m rama lateral
Northeast Extension	Wolfcamp	436	591.000	1.335
Loma Campana 2016	Vaca Muerta	418	628.000	1.500
Central Basin Slope	Bone Spring	364	545.000	1.495
Pecos River Region	Bone Spring	349	499.000	1.427
Loma Campana 2015	Vaca Muerta	339	484.000	1.426
Reeves Core	Wolfcamp	304	473.000	1.553
Karnes Trough	Eagle Ford	283	435.000	1.535
Edwards Condensate	Eagle Ford	257	429.000	1.665
Fort Berthold	Bakken	211	606.000	2.872
Parshall-Sanish	Bakken	181	438.000	2.376

m: Metro lineal

Boe: Barriles de petróleo equivalentes (incluye petróleo y gas según su equivalencia calórica)

M Boe: Miles de barriles equivalentes

Fuente: *Diario Río Negro (Suplemento Energía, 16 de marzo de 2017) El shale neuquino rompe fronteras. Disponible en <http://www.rionegro.com.ar/energia/el-shale-neuquino-rompe-fronteras-YB2407357>, con datos de Wood Mackenzie.*

Dado que los numerosos parámetros de yacimiento son distintos, principalmente la distancia de rama lateral fracturada, esta comparación de producción por metro lineal resulta adecuada y reveladora. En el caso de Vaca Muerta, se trata de pozos efectuados por YPF en los que se verifica el aumento de productividad por metro lineal de un año a otro. Es de destacar que si el Estado provincial no hubiera comenzado el mencionado proceso de exploración y aprendizaje en 2008, con los actuales precios petroleros en el presente hubiera sido imposible comenzar este ciclo exitoso.

No está de más aclarar que el conocimiento de la geología y el desarrollo de las tecnologías de extracción corresponden a saberes sobre realidades y procesos en nuestro *sub-suelo*. En contraste, si la cantidad de pozos con *fracking* ejecutados (aproximadamente 1.500) está lejos del número de los yacimientos norteamericanos (Eagle Ford, Marcellus y Bakken superan, cada uno, ampliamente los 10.000), ello se debe a cuestiones políticas y macroeconómicas que acontecen sobre la *superficie* del país, y que aquí no cabe considerar.

CASING Y TUBING DRILLING

Habiéndonos referido a capacidades creativas, es relevante describir cierta trayectoria tecnológica guiada por una precisa estrategia de ingeniería de perforación de YPF. Krasuk, Arias y Rufini (2016), profesionales de dicha empresa, explican la misma:

Para optimizar la perforación en Vaca Muerta, se implementó la operación de perforación en bajo balance, a fin de manejar las presiones de la formación Quintuco, reduciendo al mínimo los tiempos insumidos en el control de pozo. Luego, se implementó la perforación con *casing*, en condiciones de bajo balance, resolviéndose la necesidad de ahogar el pozo en profundidad final antes de entubarlo.

Consolidado este aprendizaje, se detectó la oportunidad de un salto cualitativo en el proceso de construcción del pozo: evitar

la corrida de instalación final de producción. Se analizó la factibilidad y se perforó el primer pozo, lográndose los objetivos. Del piloto se concluyó que perforar con *tubing* es un cambio de paradigma en la secuencia de construcción de un pozo.

Tradicionalmente se usa una sarta de barras de perforación para impulsar el trépano, la que debe ser retirada para luego instalar el *casing* o encamisado de aislación. Por primera vez en el mundo, en 2013 se perforó un pozo piloto directamente con el *casing*, evitando no solo los costos de la columna de barras de sondeo, sino también soslayando la necesidad de ahogar el pozo —es decir, contener la surgencia de los fluidos mediante una columna de lodo suficientemente pesada— todo lo cual disminuye los tiempos de perforación, reduciendo también en ahorro en costos. Para ello es menester trabajar en “bajo balance”; esto es, con lodo de perforación a presiones menores que las de la formación, para evitar dañar la misma y posibilitar la posterior maniobra de fracturamiento. Con los métodos usuales el proceso de perforación conlleva de 25 a 30 días; en tanto que con *casing drilling* se requieren solo de 15 a 20 días. Ya se han practicado más de 200 pozos con esta técnica, la que durante 2016 experimentó un nuevo salto adelante: el *tubing drilling*.

El *tubing* es la cañería de producción de menor diámetro que se coloca luego de finalizada la perforación y la colocación del encamisado. Se probó con éxito limitar el *casing drilling* antes y avanzar sobre el tramo con un trépano de menor tamaño conducido y energizado por un tipo especial de *tubing*, tal como se muestra en la figura:



Fig. 4 Diseño de pozo no convencional en Loma Campana.

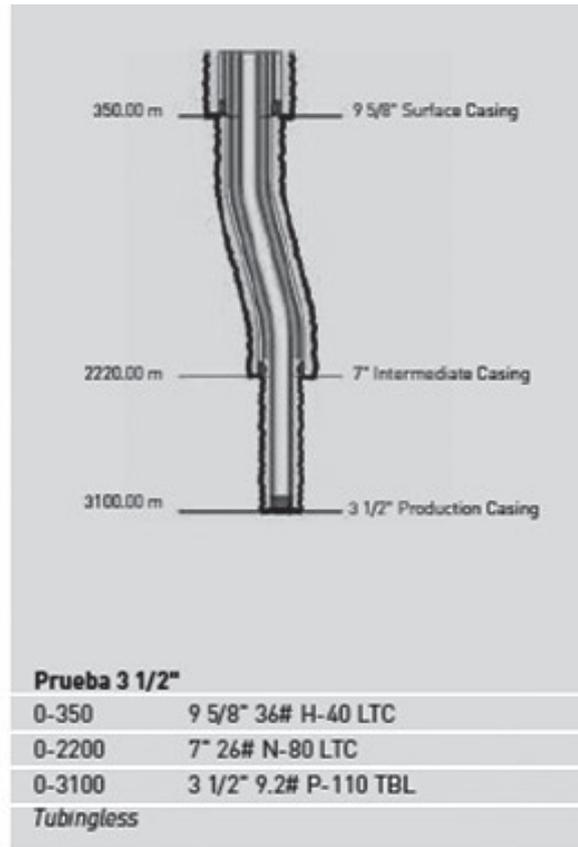


Fig. 5 Diagrama de pozos candidatos para la prueba de tubing drilling.

Como se advierte en el siguiente gráfico, los tiempos de perforación con *tubing* de la sección de aislación fueron similares a los de

perforación con *casing*. Con ello se logró el ahorro que significa evitar la corrida de producción, sin pagar tiempos y costos extras.

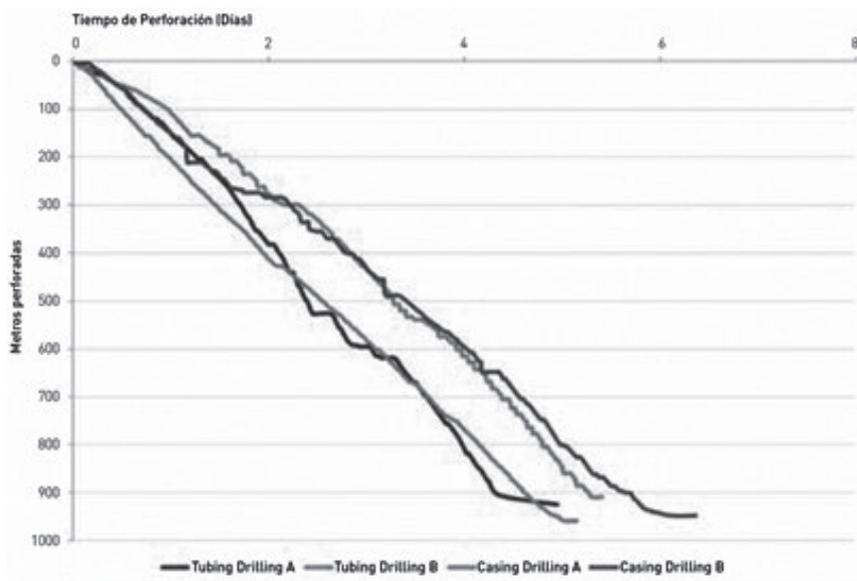


Figura 6. Tiempos de perforación de la sección de aislación (sin planas)

NECESARIA ARTICULACIÓN ENTRE ECONOMÍA E INGENIERÍA

¿Cuáles son las fuerzas y motivaciones detrás de estas osadas e innovadoras experiencias? ¿Qué indujo a los ingenieros de perforación a pensar soluciones distintas a las tradicionales?

No hay una sola razón. Por supuesto que se evidencia la natural propensión de los profesionales a buscar nuevas soluciones, nuevas ideas y nuevas combinaciones. También hay otro impulso arrollador: el plan de negocios petrolero tenía características muy distintas cuando el barril cotizaba por encima de los 100 *bucks*; con solo la mitad había que buscar alternativas organizacionales, logísticas y tecnológicas que rompieran el molde. Los ingenieros argentinos descubrieron en el *casing* y el *tubing* posibilidades estratégicas novedosas.

Corolario: No se pueden imaginar estrategias ingenieriles sin tener en cuenta la economía. Y la economía no puede resolver sus tribulaciones –como la catastrófica baja de precios– sin contar con la ingeniería.

BIBLIOGRAFÍA

Dawe, Richard A. (Editor) (2000): *Modern Petroleum Technology, Volume 1, Upstream*. 6th Ed. The Institute of Petroleum & John Wiley & Sons Ltd, West Sussex, England.

Krasuk, Raúl; Arias, Fernando y Rufini, Horacio (2016): “De perforar con casing a perforar con tubing: un cambio de paradigmas”. Disponible en: <http://oilproduction.net/> Acceso: marzo de 2017.

Sapag, Luis Felipe (2015): “Entender Vaca Muerta. Fracking: ¿Zona de sacrificios ambientales o tierra prometida?”. Editorial Prometeo, Buenos Aires.