



Actualidad de los agentes de sostén

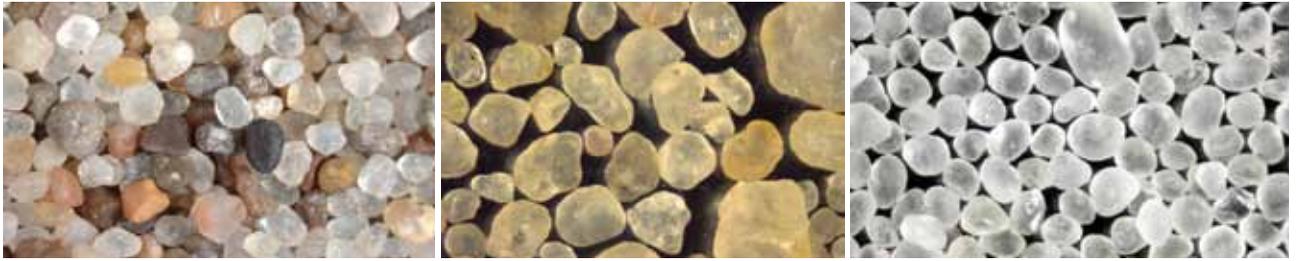
Por **Ing. Mariano Giglio** (Arflow)

Un repaso por las arenas que se emplean en la estimulación hidráulica, en particular las que se utilizan actualmente en los Estados Unidos, y la perspectiva en la Argentina.

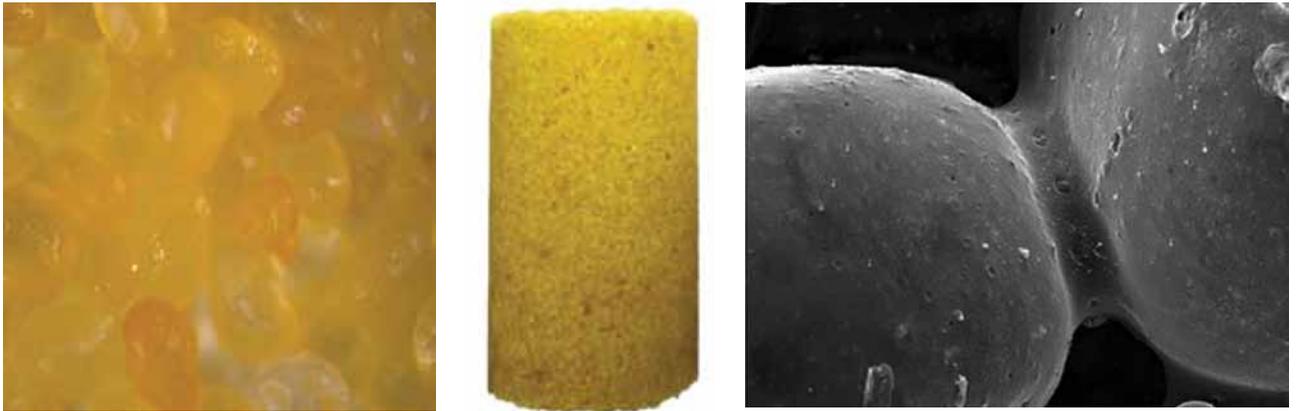
El agente de sostén, recurso primordial para la estimulación de pozos en reservorios *shale* o *tight*, tiene como función principal generar un camino conductivo abierto que permita el flujo de los recursos energéticos de estos reservorios, manteniendo abierta las fracturas y las fisuras creadas durante las operaciones de estimulación hidráulica, también conocidas coloquialmente como *fracking*. Entre las principales características que debe cumplir un agente de sostén se encuentran las siguientes: alta resistencia a la

presión y diagénesis, redondez y esfericidad, granulometría controlada (distribución de partículas), alta conductividad, y bajo costo.

Los agentes de sostén se clasifican de diferentes modos, y además se pueden dividir en distintos tipos, tamaños, formas y usos, simplificado en arenas naturales de fractura (arenas silíceas); agentes de sostén modificadas (RCS - *Resin Coated Sand* y RCP - *Resin Coated Proppants*); agentes de sostén artificiales de producción, como cerámicos y agentes de sostén especiales.



Arenas naturales.



Agentes de sostén modificados.



Agentes de sostén artificiales. Cerámicos.

Para estas dos últimas categorías podemos realizar una sub-clasificación: cerámicos (en sus diferentes formas basados en su composición –contenido de bauxita sinterizada, caolín, silicato de magnesio o mezclas de bauxita y caolín–), desde cerámicos de ultra baja densidad (ULWC), pasando por las densidades intermedias, LWC (*Lightweight Ceramic*), IDC (*Intermediate Density Ceramics*), HDC (*High Density Ceramics*) y ultra alta resistencia UHSP (*Ultra-High-Strength Proppant*).

Por su parte, en los agentes de sostén especiales se pueden incluir agente de sostén del tipo radiactivos, que en su composición (caso de cerámicos) o recubrimiento (caso de RCS/RCS), contienen materiales radiactivos que emiten rayos gamma para su

detección dentro de la fractura e interpretación de su geometría, o tecnologías que incorporan materiales no radiactivos en los procesos de fabricación, conocidos como HTNCC (*High Thermal Neutron Capture Compound*), que al ser bombardeados con neutrones, elevan su energía y pueden ser detectados por herramientas especiales de perfilaje para el estudio de geometrías de fractura. Además, dentro de esta categoría especial existe una amplia gama de químicos que se absorben en el “Proppant” y, posteriormente, se liberan dentro de la fractura como inhibidores de parafinas y asfaltenos, inhibidores de incrustaciones y ruptores. En esta categoría, también se encuentran aquellos con formas no esférica, es decir, cilíndricos o angula-

res, diseñados para el ordenamiento y el apuntalamiento dentro de la fractura, de esta forma se logra el control de producción de sólidos. Finalmente, como tecnología compuesta existen agentes de sostén autosustentables impregnados con elementos químicos que liberan oxígeno generando burbujas que rodean al grano de agente de sostén permitiendo “flotar” en el fluido de fractura.

Cabe destacar que hoy el consumo se focaliza, en primer lugar, en las arenas naturales y, en un segundo lugar, con un consumo considerablemente menor, en los agentes de sostén cerámicos y, en menor medida, en los agentes de sostén modificados, basado el alto consumo de arenas naturales en la concepción de costo-beneficios,

con una visión clara de reducción de precios en la estructura de costo de la terminación de pozo, en la fase de estimulación que veremos más adelante, dejando el consumo de agentes cerámicos para requerimientos puntuales de reservorios en función de los altos valores de resistencia de estos materiales en comparación con las arenas, y por último, el uso acordado (entre un 2% y un 3% del total de agentes de sostén consumido¹) de agentes resinados con el fin de reducir o eliminar los problemas de *Proppant flow back*.

El control de calidad de estos materiales es fundamental para cubrir las exigencias de las condiciones de reservorio, las normas API-RP-19C (*American Petroleum Institute*) y su versión de la Organización Internacional de Estandarización (ISO-*International Organization for Standardization*) ISO-13503-2:2006/13503-5 se encargan de establecer los procedimientos para el control de calidad de parámetros, como granulometría (*Mesh Distribution - Sieve Analysis*), esfericidad y redondez, solubilidad ácida, turbidez, medición de densidades bulk, aparente y absoluta, quebrantamiento (*Proppant Crush - Resistance Test - K Factor*) y pérdida de peso por ignición usado para agentes de sostén resinados.

Las normas también establecen el procedimiento para las mediciones de conductividad de corto y largo plazo (*short and long term conductivity*) API-RP-19D o ISO-13503-5. Se debe entender que este parámetro se mide bajo condiciones de laboratorio y nunca es trazable en condiciones de reservorio, dado que en este último caso, ciertas condiciones, como la migración de finos, la dureza de la formación, los fluidos de reservorios, entre otros, pueden afectar la conductividad del pack de agente de sostén, dando valores diferentes a los evaluados en laboratorio.

A pesar de considerar los ensayos de conductividad no verificables en condiciones de reservorio, resultan un parámetro irrefutable de comparación entre distintas calidades de materiales y evalúan la eficiencia del pack de agente de sostén en su conductividad sometido a exigencias de largo plazo con altas presiones y temperaturas. De esta forma, se resalta la calidad del material y la respuesta de conductividad, resultados que reflejan no solo el

parámetro ensayado (conductividad), sino también su relación con los factores de calidad del material, como la redondez y la esfericidad, la alta resistencia al quebrantamiento y la distribución granulométrica; estas características son de difícil manifestación en arenas naturales no premium.

Historia de consumos. El inicio del No Convencional

El desarrollo de nuevas tecnologías para la perforación, la estimulación de pozos en las últimas décadas, así como el aumento de la demanda energética global, han abierto la puerta de los proyectos No Convencionales, tanto en reservorios de arcillas (*shale oil* y *shale gas*), de areniscas de baja o ultra-baja permeabilidad (*tight oil* y *tight gas*), o los denominados *Coal Bed Methane*, reservorios cuyas características requieren de estimulaciones de gran envergadura para lograr una producción rentable y de largo plazo. En los últimos años, con

el aumento y la mejora de las perforaciones horizontales, los tratamientos de estimulación se han incrementado en número y en volumen, con un récord que crece día a día en longitudes laterales que superan los 3.000 m para profundidades verticales variables.

Las condiciones de baja permeabilidad de estos yacimientos requieren de la estimulación hidráulica para alcanzar grandes superficies de contacto con el reservorio que permitan, a su vez, la acumulación de volúmenes de hidrocarburos comercialmente rentables. Estas estimulaciones, con el avance de las tecnologías de perforación horizontal, han incrementado su número causando un aumento en el consumo de agente de sostén, elemento que, como se mencionó, al ser inyectado en las fracturas creadas o fisuras abiertas, permite el movimiento de los fluidos de reservorios que buscamos explotar, ya sea gas o petróleo líquido.

Estados Unidos, el precursor del desarrollo de los recursos no convencionales, ha tenido un incremento de



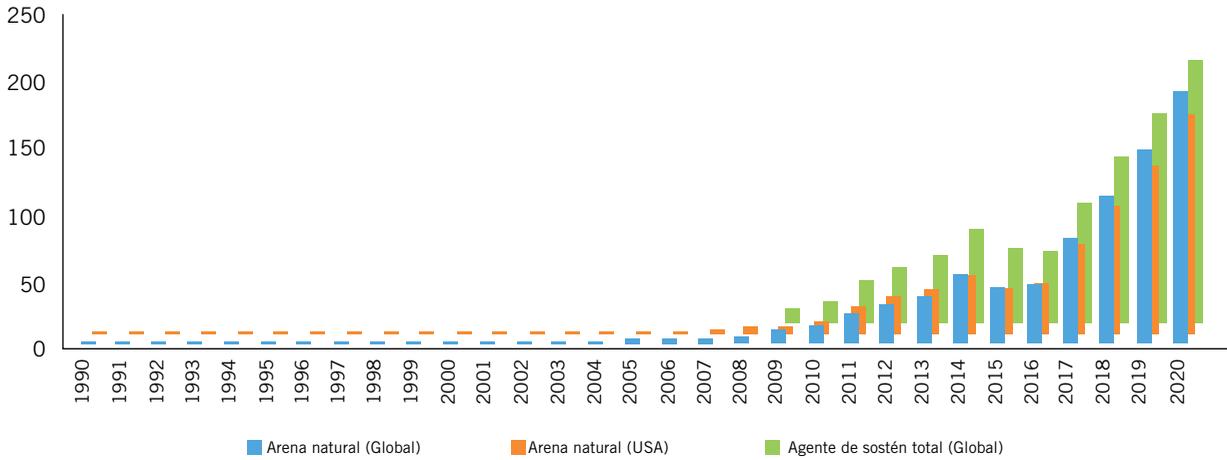


Figura 1. Distintas agencias de los Estados Unidos han realizados análisis de los últimos años de consumo y los proyectaron hasta 2020.

la actividad en las últimas dos décadas, que se ha vuelto exponencial en los últimos años logrando cifras récord de consumo de agentes de sostén (Figura 1).

Estimaciones para 2017 establecían mundialmente un consumo de agente de sostén natural en el orden de las 100 billones² de libras (45.300 millones de toneladas) con un adicional de un 10% de agente de sostén cerámico. Las arenas naturales, compuestas en un 99% de sílice en su forma cristalina (cuarzo), se han convertido en el mayor agente de sostén consumido en el nivel global con más de 1,5 millones de pozos estimulados hidráulicamente en los últimos 70 años desde la invención de la técnica de fractura. Las arenas naturales son las de mayor porcentaje de uso de todos los agentes de sostén principalmente ligado a su bajo costo. La pirámide de costos muestra la relación entre el costo de los agentes de sostén y su demanda o consumo anual (Figura 2).

Los últimos años de desarrollo de los proyectos no convencionales en los Estados Unidos han llevado al consumo de las arenas naturales a su límite técnico, incrementando su uso porcentual desde un 70% del material



Figura 2. Pirámide de costos.

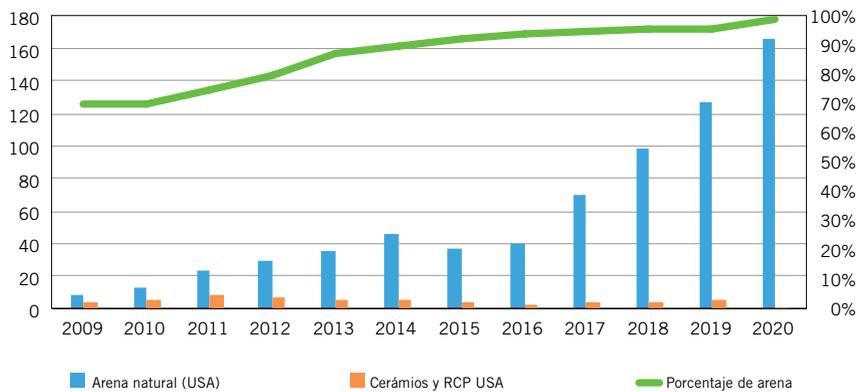


Figura 3. Consumo USA.

empleado en 2009 hasta el 90% del material bombeado en la actualidad y con proyecciones de incremento alcanzando el 95% del total de agente de sostén empleados en proyectos no convencional en 2020 (Figura 3). El alto porcentaje de uso de materiales naturales en los Estados Unidos se encuentra relacionado al bajo costo de material por tonelada y diversidad de calidades de arenas naturales, además en el mercado se pueden encontrar materiales de clasificación B y arenas premium de muy alta resistencia, muy buena redondez y esfericidad y, consecuentemente, alta conductividad³. Es importante destacar que los incrementos observados en los consumos también se hallan ligados a observaciones experimentales y estadísticas descriptas en muchos SPE Paper donde la productividad de reservorios no convencionales está directamente ligada a fracturas con mayor cantidad de agente de sostén, no necesariamente a mayor concentraciones, pero sí a volúmenes superiores que logren llenar fisuras naturales y creadas durante el tratamiento de estimulación, de esta forma se logra mayor conectividad en el reservorio y se incorporan a la producción fluidos que se encontraban aislados del pozo y su producción.

El bajo porcentaje de agentes de sostén cerámicos o resinados se encuentra ligado a condiciones límites de reservorio, como las altas presiones de confinamiento o el control de aporte de sólidos desde formación o fractura. Es importante identificar para la selección del agente de sostén a emplear en una fractura, cuál será la máxima presión de confinamiento calculada a partir de la diferencia entre la presión poral y la presión de cierre de formación o stress mínimo

horizontal:

$$P_{\text{conf}} (\text{psi}) = \sigma_{\text{min}} (\text{psi}) - P_{\text{poral}} (\text{psi})$$

Siendo para casos extremos (pozos depletados) donde la presión poral cae a cero, en este caso:

$$P_{\text{conf}} = \Delta F (\text{psi/ft}) * \text{Prof} (\text{ft})$$

El incremento en las profundidades u horizontes que se estimularán y la necesidad de mantener una buena conectividad entre la zona estimulada y el pozo, manteniendo simultáneamente un bajo nivel de costo total del tratamiento de estimulación, ha llevado a lograr diseños combinados con un 90-95% de arena natural y una cola (Tail In) de material de alta resistencia y conductividad (Cerámico o RCP/RCS).

Historia de consumos: el inicio del No Convencional en la Argentina

Los recursos no convencionales de la Argentina tienen una historia más reciente de explotación; sin embargo, la fuente de estos recursos que más interesa en la actualidad –Vaca Muerta– presenta una historia que supera los noventa años desde su descubrimiento por Charles Edwin Weaver.

Vaca Muerta cuenta con un alto potencial hidrocarburífero debido a su gran extensión, 30.000 km², alto valor de TOC (Carbono Orgánico Total) y espesores que varían entre los 60 m y más de 500 m, sumado a factores geográficos que lo ubican lejos de asentamientos urbanos y bajo zonas de explotación convencional, lo que permite una explotación con bajos conflictos sociales y la disponibilidad

de instalaciones de superficie para su producción.

Así como en el desarrollo de los proyectos no convencionales de USA (*shale gas, shale oil, tight gas, y tight oil*) las reservas de hidrocarburos de los recursos no convencionales de la Argentina han requerido el entendimiento del reservorio y la aplicación de tecnologías ya empleadas en las perforaciones y tratamientos de estimulación en los Estados Unidos, con los adecuados ajustes y modificaciones relativas a la necesidad de nuestros recursos.

Los especialistas, ingenieros y geólogos siempre han avanzado en la explotación de nuestros recursos no convencionales con un ojo puesto en las técnicas y las tecnologías empleadas en los Estados Unidos, tomando el aspecto económico como uno de los factores principales para hacer de los recursos no convencionales, recursos energéticos viables.

En cuanto a las técnicas y las tecnologías empleadas para la explotación de nuestros recursos no convencionales, se ha logrado una excelente relación a través de empresas de servicio y operadoras internacionales para la introducción de herramientas, tecnologías y aplicaciones creadas y mejoradas en USA para la perforación y la estimulación hidráulica de reservorios *shale* y *tight*. Técnicas y tecnologías con la visión en la mejora de la eficiencia de las operaciones y la obtención de los máximos niveles productivos, como la perforación de pozos horizontales de rama extendida, multipad de hasta 8 pozos, herramientas para la estimulación multi-etapa en pozos horizontales, fluidos especiales de fractura y herramientas para operaciones de re-fractura, entre otros.

Si bien todas estas técnicas/tecnologías apuntan a una mejora continua, los costos de estimulación han sido y aún son un factor de extrema preocupación, dado que en los costos de las fracturas hidráulicas necesarias para producir un reservorio *shale* o *tight* representan aproximadamente el 40% de costo de un pozo y, a su vez, el costo del agente de sostén representa entre el 40% y el 45% del costo de la estimulación (Figura 4).

Esta necesidad de reducción de costo y evolución en los tratamientos de estimulación se puede ver reflejada en los consumos de arena natural

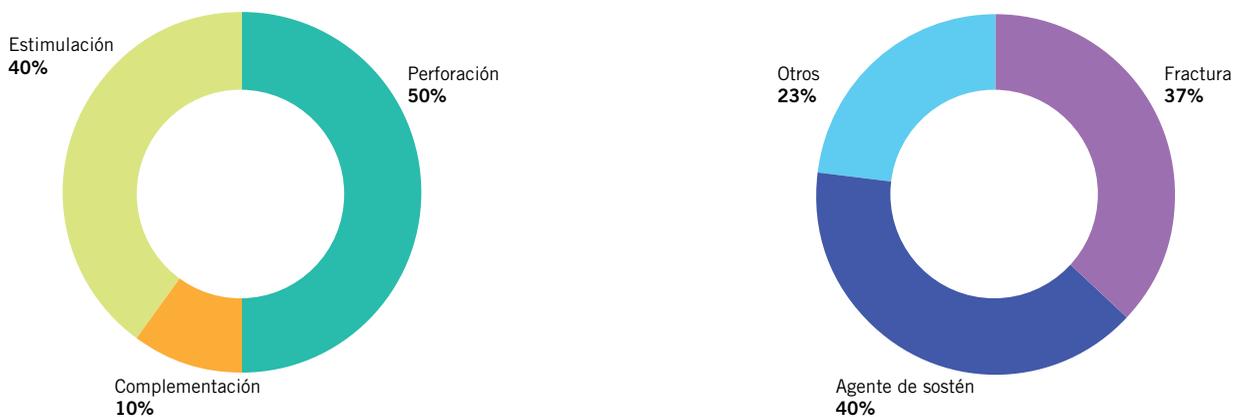


Figura 4. Costos.

y cerámica desde el surgimiento de las operaciones de estimulación en los reservorios *shale* del país. La estadística de consumo y la proyección a futuro son un reflejo de los niveles operativos de compañías operadoras, como YPF, Total Austral, Pan American Energy y Tecpetrol, con proyectos en fase de desarrollo, sin dejar de lado otras compañías: Shell, XTO, Pluspetrol y Wintershall, que se encuentran en fase de investigación y exploración de sus recursos no convencionales (Figura 5).

Si bien bajo el contexto económico y de precios del barril de petróleo y del gas en boca de pozo de los últimos años, todos los proyectos se han inclinado al consumo de arenas naturales nacionales, el vertiginoso crecimiento del consumo ha sido muy difícil de abastecer con recursos locales, basados principalmente en los siguientes factores: limitaciones en canteras y plantas de producción de arenas naturales, baja calidad de arenas naturales y dificultades logísticas internas.

A continuación detallamos punto por punto:

- Limitaciones de canteras y plantas de producción. En décadas pasadas, previas al inicio de operaciones en *shale* o *tight*, prácticamente el 100% del material consumido para las operaciones de estimulación provenían de los Estados Unidos, México o Brasil, en sus diferentes alternativas de arenas naturales, resinadas y cerámica. El uso actual ha llevado al impulso de canteras y plantas de producción de arena natural nacional, algunas de ellas, antiguamente ligadas a la producción de arenas para la industria del vidrio y la fundición. En la actualidad, estas canteras y plantas productivas se encuentran limitadas en varios factores, por ejemplo, las ubicadas en la cuenca Entrerriana tienen problemas de producción durante las épocas de lluvia por anegación de caminos y de la misma cantera; por otro lado, algunas canteras y

plantas del sur del país se encuentran limitadas desde el punto de vista logístico dada la distancia desde el punto de extracción/producción y los centros de consumo, y un factor adicional a canteras de distintas partes del país es el volumen de reserva o explotable de las mismas, con espesores productivos de escasos metros, lo que obliga al estudio y la exploración continua de nuevos recursos, en comparación con minas o canteras de explotación en los Estados Unidos con volúmenes o reservas estimadas para cubrir el consumo de más de cien años a la velocidad de consumo proyectada para la siguiente década (razón de 110 millones de toneladas anuales). A las dificultades ambientales y logísticas de algunas canteras/plantas, se suma la limitada capacidad productiva, el eslabón débil de la cadena productiva es la escasez de equipos para el procesamiento (lavado, secado, tamizado y embolsa-

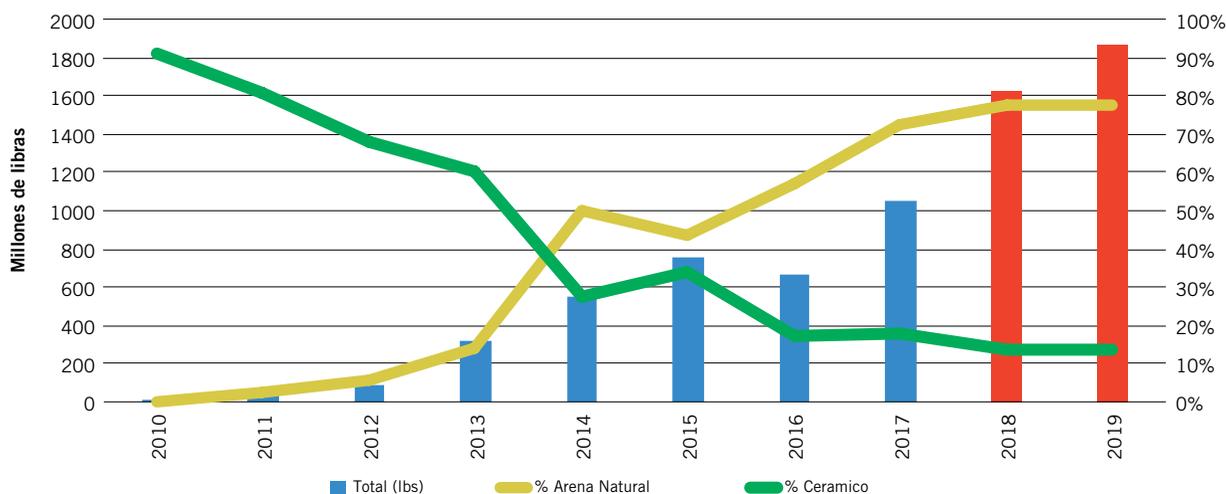


Figura 5. Consumo histórico + proyección.

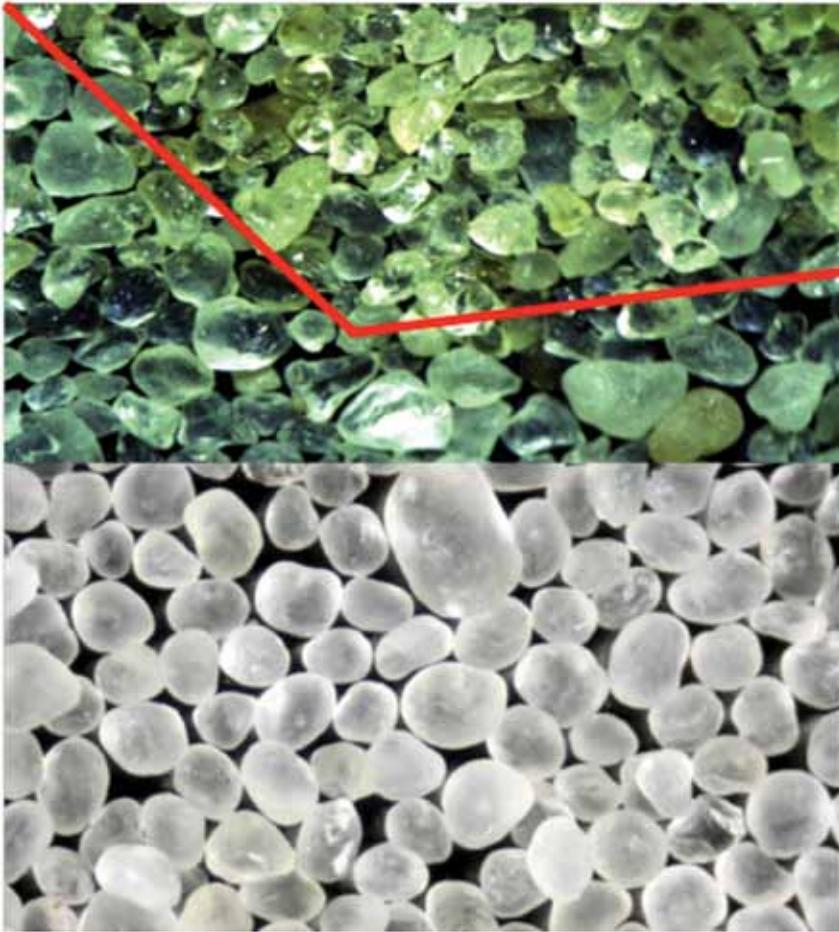


Figura 6. Arenas de sostén.

- do) de las arenas nacionales.
- Baja calidad de arenas naturales. Como mencionamos, la calidad del agente de sostén es de sumo interés para los objetivos de la estimulación, principalmente factores, como esfericidad y redondez, distribución granulométrica y quebrantamiento. Entre ellos, un factor muy crítico, dada las condiciones de presión de confinamiento que presenta Vaca Muerta es la resistencia al crush o quebrantamiento. Considerando como valor referencial, un stress mínimo horizontal para Vaca Muerta de 0,95 psi/ft a una profundidad de 3100 m, y suponiendo un draw-down de la presión de reservorio de un 30% en el primer año, para un gradiente de presión poral o de reservorio de 0,78 psi/ft, al primer año, el material que se encuentra en las cercanías del pozo también conocido como *Near Wellbore* soportaría una presión de confinamiento de 4100 psi. Tomando estadísticamente un factor K para

arenas naturales nacionales de 5 K (menos de un 10% de finos generados a 5000 psi), con la presión de confinamiento anteriormente calculada, se comenzaría a observar aporte de finos y problemas en la estabilidad estructural de la fractura.

En la figura 6 se muestran dos agentes de sostén nacionales, allí podemos observar, redondez y esfericidad en los granos, así como la presencia de diaclasas o fisuras en los cristales afectando su resistencia al quebrantamiento.

Si contrastamos la fotografía superior con fotos de materiales Premium de Estados Unidos, podemos entender la ventaja que tiene el desarrollo de proyectos *shale* y *tight* en Estados Unidos y la factibilidad técnica en el uso de agentes de sostén naturales con un porcentaje de empleo del 95%, el 5% restante se complementa con agentes de sostén cerámicos y modificados, principalmente arenas resinadas que contemplan el 4% del total, de uso ex-

clusivo a exigencias de proyectos que requieren control de arena en producción o *proppant flow back* control.

Otro factor relacionado a la calidad de los agentes de sostén nacionales es la ausencia de algunas granulometrías, malla/mesh 30/50, requeridas para algunas etapas de las estimulaciones de los proyectos no convencionales de país, o en su defecto la existencia de las mismas con factores de resistencia que difícilmente alcanzan una resistencia de 3 K.

- Dificultades logísticas internas. La ausencia de vías férreas que unan la totalidad de nuestro extenso país, los caminos de fácil anegamiento, los cortes de rutas frecuentes y el elevado costo de transporte terrestre hacen de la logística interna otro problema adicional para los productores de arenas naturales nacionales que también afecta a los materiales importados, con la leve ventaja de estos últimos que inician su transporte en centros logísticos, como el Puerto de Buenos Aires o de Bahía Blanca donde la afluencia de camiones y la presencia de cabezeras férreas los hacen más asequibles. Estos problemas logístico, en algunos casos, son de extrema gravedad haciendo que canteras o proyectos de explotación minero sean impracticables, ya sea por la inexistencia de caminos o por no contar con un movimiento de camiones en las zonas de explotación o cercanas.

No Convencional en la Argentina, proyección hacia 100% arena natural

La búsqueda de un objetivo económico de alta rentabilidad basado en la reducción de costos tiene varias aristas, donde el consumo de agente de sostén es uno de los más sensibles. Como se planteó, una visión basada en 100% arena natural nacional tiene varios puntos de evolución, cuya mayor dificultad para afrontar son la calidad y la cantidad de fuentes de producción.

Esto genera en la necesidad de explorar alternativas que equilibren los factores económicos y técnicos, al considerar los requerimientos de presión sobre los materiales a emplear,

podremos evaluar alternativas combinadas entre materiales nacional e importados de nivel premium, en el caso de arenas naturales o también combinaciones de materiales naturales y agentes de sostén artificiales, como cerámicos o arenas resinadas, sosteniendo de esta forma niveles económicos viables con la seguridad técnica de cubrir las expectativas o solicitudes del reservorio.

Podemos concluir que un objetivo extremo de 100% arena nacional está basado en preceptos utópicos y de muy difícil cumplimiento en los contextos socio, políticos y económicos de la Argentina y que requieren una investigación multidisciplinaria que conecten las necesidades del consumo y de la producción de los agentes de sostén.

Además, deben ser evaluados los requerimientos técnicos de nuestros reservorios no convencionales *versus* las características de calidad de las arenas nacionales, con una visión técnico-económica que vuelvan a los proyectos de desarrollo no convencional viables a largo plazo y no solo “baratos” en la actualidad.

Finalmente y fundados en la vasta experiencia lograda en los Estados Unidos, identificar que su historia y proyección de consumo se encuentra en una relación 90/10 entre agentes de sostén naturales y cerámicos o resinados, donde el 90% que representa el agente de sostén natural cuenta con una calidad similar a los agentes de sostén artificiales, y que solo una porción de ese 90% es reemplazado por materiales de menor calidad en reservorios donde las exigencias lo permiten, cuyos materiales son de categoría B, en muchos casos más resistentes y conductivos que las arenas de producción argentina. ■

Fuentes consultadas

1. Proppant Market Report - PropTester®.
2. *Proppants for shale gas and oil recovery Engineering ceramics for stimulation of unconventional energy resources*. John R. Hellmann, Barry E. Scheetz, Walter G. Luscher, David G. Hartwich, and Ryan P. Koseski.
3. *Water Fracs and Sand Quantity: A Barnett Shale Example* Coulter, Gerald R., Coulter Energy Int&apos. I. Benton, Edward G., Chief Oil and

- Gas, LLC, Thomson, Clifford L., Chief Oil and Gas, LLC, 90891-MS SPE Conference Paper, 2004.
4. *International Standard 13503-2 Petroleum and Natural Gas Industries—Completion Fluids and Materials. Part 2: Measurement of Properties of Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-Packing Operations*, ISO Ref. No. ISO 13503-2:2006 (E).
 5. *International Standard 13503-5, Petroleum and Natural Gas Industries—Completion Fluids and Materials; Part 5: Procedures for Measuring the Long-Term Conductivity of Proppants*, ISO Ref. No. ISO 13503-2:2006 (E).
 6. *Proppant Management: A New Challenge to Develop Unconventional Reservoirs in Argentina* SPE-180818-MS J. C. Bonapace (Halliburton).
 7. *Analysis of US Hydraulic Fracturing Fluid System and Proppant Trends* SPE-168645-MS P.S. Patel (PacWest Consulting Partners) | C. J. Robart (PacWest Consulting Partners) | M. Ruegamer (Kingsfield Consulting, LLC) | A. Yang (PacWest Consulting Partners.)