

Desarrollo de los Recursos No Convencionales en los Estados Unidos



Por *Miguel Di Vincenzo*

Este trabajo profundiza la información que el autor presentó durante la mesa redonda sobre Sustentabilidad en los Recursos No Convencionales (página 69), realizada durante el Foro de la Industria de los Hidrocarburos (FIH 2013), en el marco de la Argentina Oil&Gas 2013. Siguiendo reportes recientes, revisa variables importantes, como el aumento de producción en las áreas principales y las mejoras de eficiencia en la perforación y terminación de pozos. Muestra también tendencias en las tecnologías para los próximos años, en busca de mayor rentabilidad y sustentabilidad.

Parece recurrente hablar del impacto positivo que ha tenido el desarrollo de los recursos no convencionales sobre el modelo energético estadounidense, así como sobre su economía.

Para entender este proceso, lo primero que tenemos que señalar es que se recorrió un largo camino, donde la creatividad y la búsqueda de eficiencia tuvieron un rol preponderante.

Pensemos que los primeros desarrollos de las tecnologías asociadas a operaciones no convencionales, tales el fracturamiento hidráulico y perforación direccional, comenzaron hace más de 35 años.

En realidad, la fractura hidráulica ya se usaba en reservorios convencionales desde 1959, pero las primeras fracturas realizadas en *shale gas* se hicieron en 1977. Los procesos de investigación y desarrollo siguieron y, a pesar de pasar por muchos momentos difíciles (bajos precios del gas, malos resultados de producción en muchos pozos), en 1998 Mitchell Energy obtuvo la primera extracción comercial de *shale gas* en los EE.UU.



De allí en adelante, el proceso comenzó a acelerarse, optimizando los costos y mejorando las tecnologías, que permitieron generar el masivo desarrollo ocurrido en los últimos 5 años.

Aporte de producción de petróleo y gas en las áreas no convencionales

Sin duda, uno de los aspectos más difundidos sobre el desarrollo de los Estados Unidos, es el asociado a los importantes incrementos en la producción de petróleo y de gas en el país.

Para el petróleo, podemos mencionar que la producción obtenida, a la fecha, proveniente de las formaciones no convencionales, ha alcanzado los 2,5 MMBPD (millones de barriles por día), lo que representa una cifra comparable con la producción actual de México. Con proyección hacia adelante, las estimaciones realizadas por el Ministerio de Energía muestran que siguiendo estas tendencias,

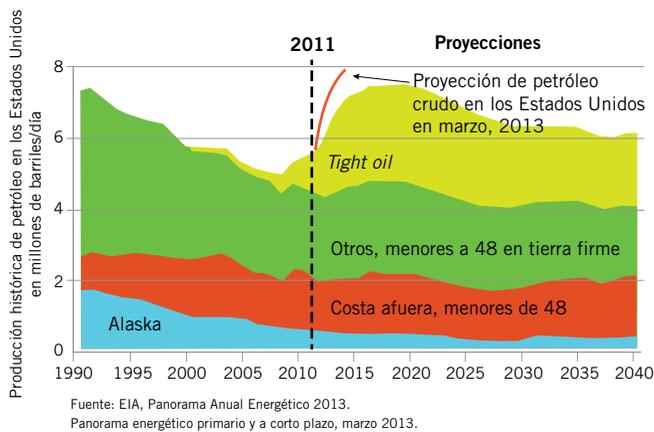


Figura 1. Producción de petróleo.

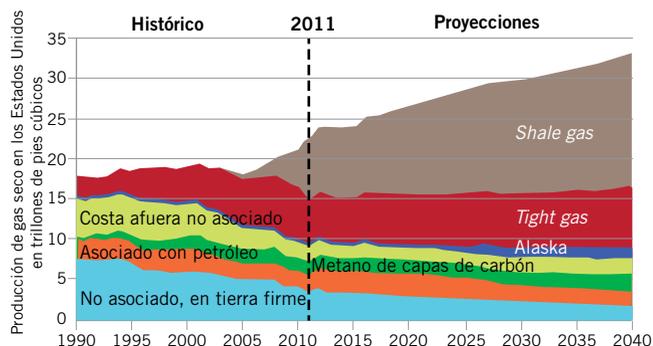


Figura 2. Producción de gas.

los Estados Unidos van a alcanzar el autoabastecimiento de petróleo para el año 2020 (ver figura 1).

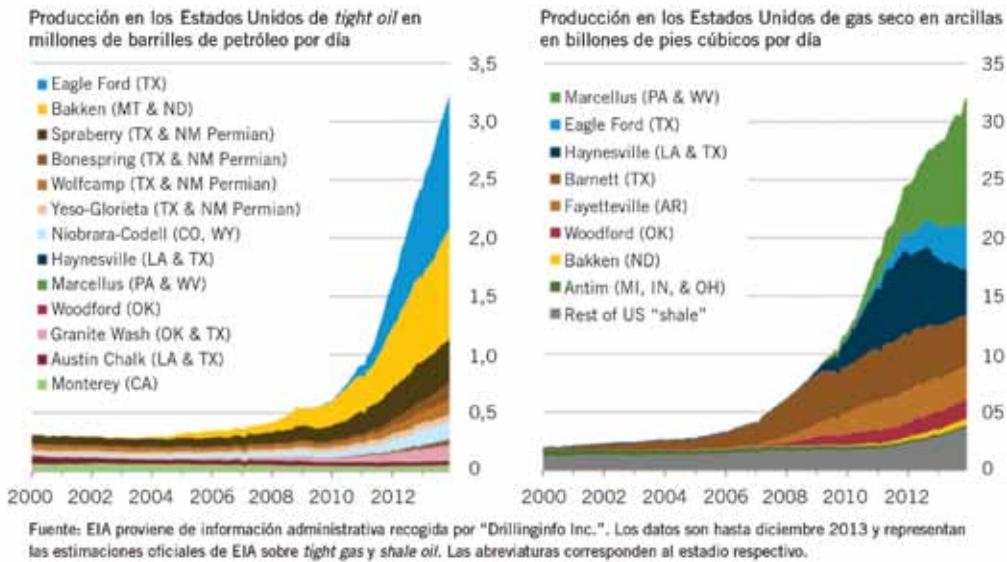
Con respecto al gas, las cifras son también muy importantes, ya que los aportes provenientes de las formaciones *shale gas* han sumado a la producción del país más de 25 BCF (*billion cubic feet*) en los últimos 5 años (ver figura 2). En este caso, no es tan fácil hacer pronósticos de producción futura, ya que las condiciones de precio, demanda e infraestructura del país, condicionan el crecimiento de la actividad.

A pesar de esto, algunos estudios recientes del Ministerio de Energía estiman que con el aporte de las reservas no convencionales, el país tiene garantizado el abastecimiento de gas, por más de 100 años.

Producción por cuenca

Respecto de la producción de petróleo, las áreas que mayor aporte han generado son Eagle Ford y Bakken. Estas áreas son las que lograron alcanzar más rápidamente sus puntos de equilibrio en los costos de operación. De acuerdo con un reporte reciente de la consultora PacWest, los costos de producción han bajado, en los últimos cuatro años, desde 82 \$/bbl a 70 \$/bbl en Bakken y desde 64 \$/bbl a 52 \$/bbl en Eagle Ford.

Para el caso del gas, el área que claramente está liderando esta actividad es Marcellus. En estos desarrollos, hay que mencionar que las mejoras de eficiencia fueron aun



Figuras 3 y 4.

más marcadas que para los campos de petróleo, alcanzando reducciones de costos cercanas al 50% en los últimos cuatro años (desde 4,6 usd/mmbtu a 2,9 usd mmbtu).

Es importante remarcar que esta reducción de costos fue clave para poder desarrollar estos recursos, con precios de gas por debajo de 4 usd/mmbtu (ver figuras 3 y 4).

Infraestructura asociada a la perforación no convencional

No es sorpresa a esta altura el hecho de que la explotación de estos recursos no convencionales requiere de una actividad de perforación y de fracturamiento hidráulico muy intensiva. Para dar una idea de la infraestructura que se ha desarrollado en los Estados Unidos, para explotar esos recursos, podemos mencionar que solo en 2013 se perforaron 35.700 pozos no convencionales, entre gas y petróleo.

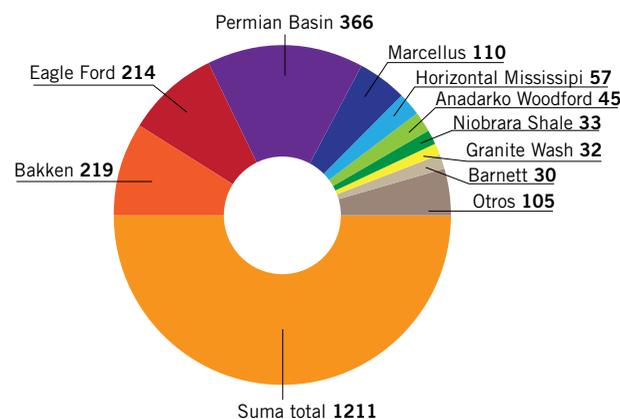


Figura 5. Distribución de equipos de perforación por operador. Fuente: PacWest 2014.

Para llevar a cabo esa actividad se utilizó un promedio de 1.211 equipos de perforación, en su gran mayoría de última generación (*skidding* y *walking system*, *top drive*, etc.), con una distribución por campo como la que se puede ver en la figura 5 y su proyección en el mapa (ver figura 6).

Para entender la importancia de la magnitud que ha alcanzado esta actividad en Estados Unidos, basta con mencionar que durante ese mismo año, en toda América Latina se utilizaron, en promedio, 350 equipos de perforación.

Evolución de la perforación *multi-pad*

Sin lugar a dudas, la perforación *multi-pad*, que consiste en perforar varios pozos desde una misma locación, constituye uno de los avances más notables en la logística y en la eficiencia de las operaciones. Para llevar adelante este tipo de operaciones, los equipos de perforación deben contar con sistemas de transporte (*walking system*), que permiten movilizarlos en tiempos muy cortos, entre pozos, dentro de la misma locación (ver figura 7).

Como podemos ver en la figura 8, hay campos como Marcellus y Fayetteville que tienen más del 80% de sus equipos con capacidad para perforar del modo *multi-pad*, y le siguen Bakken y Eagle Ford, con valores cercanos al 70% de su actividad con esta tecnología.

La tendencia se está extendiendo rápidamente a la mayor parte de los operadores, y a la fecha podemos decir que hay más de un 50% de los equipos de perforación de los EE.UU. que están preparados para operar en esta modalidad.

Crece la perforación horizontal

Otro dato importante para tener en cuenta las mejoras en la eficiencia en las operaciones, es el crecimiento de los porcentajes de perforación de pozos horizontales, comparado con los verticales.

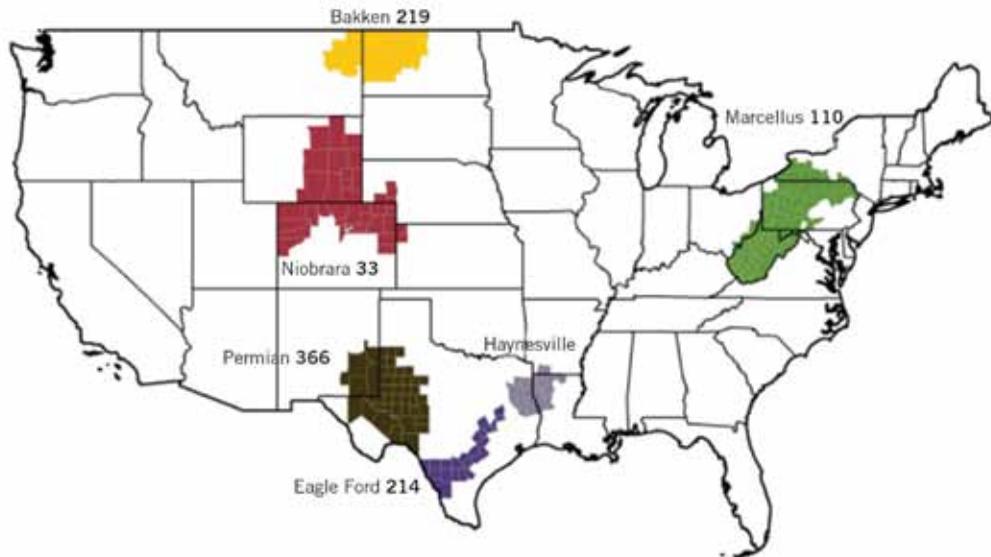


Figura 6. Distribución geográfica de equipos de perforación, promedio 2014. Fuente: NewsBase.

En ese sentido, podemos mencionar que la cantidad de pozos horizontales pasó de 15.600 pozos, en 2012, a 17.200 pozos en 2013, representando un crecimiento del 11%. En el mismo período, la perforación vertical tuvo una declinación del 12%, pasando de 21.000 a 18.500 pozos (ver figura 9).

Esta tendencia parece proyectarse, y se espera un crecimiento mayor de la perforación horizontal, hacia 2016, cuando los nuevos equipos de mayor capacidad estén disponibles (ver figura 10), con el consiguiente crecimiento que esto también significa para la cadena de valor.

Incremento de la perforación direccional y de la cantidad de fracturas por pozo

A medida que fue aumentando la cantidad de pozos horizontales y la extensión lateral de dichos pozos, la cantidad de etapas de fracturas realizadas aumentó un 30% entre los años 2011 y el 2013 (ver figura 10).

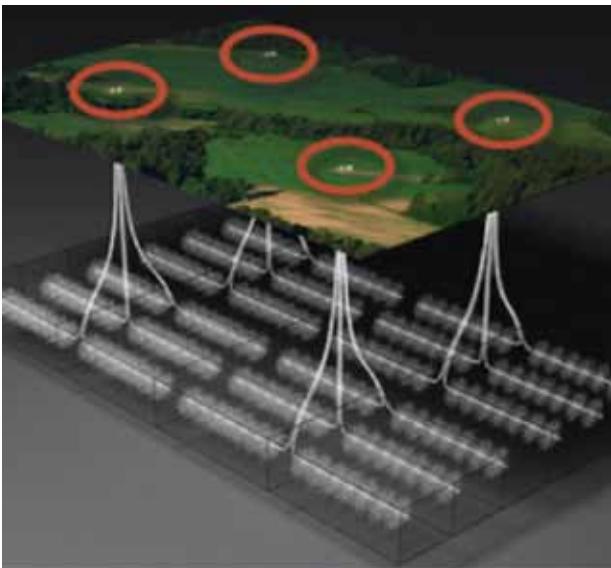


Figura 7. Fuente: Newsbase 2014.

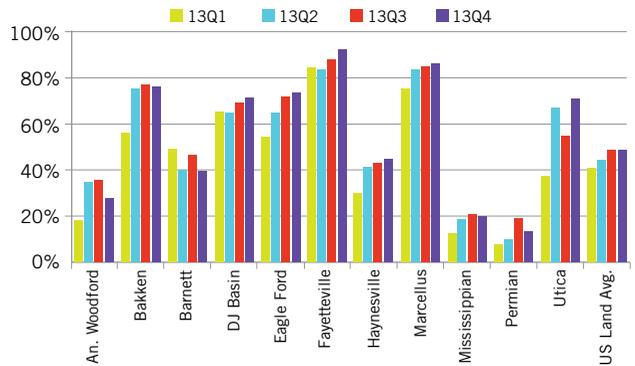


Figura 8. Promedio de equipos con tecnología para perforar *multipad*. Fuente: PacWest 2014.

Perforaciones	Pozos perforados ('000s)			Cambio de porcentaje (%)	
	2011	2012	2013	2012Δ	2013Δ
Total	34,1	36,6	35,7	+7%	-2%
Pozos horizontales	12,1	15,6	17,2	+29%	+11%
Pozos verticales	22,1	21,0	18,5	-5%	-12%

Figura 9. Fuente: PacWest 2014.

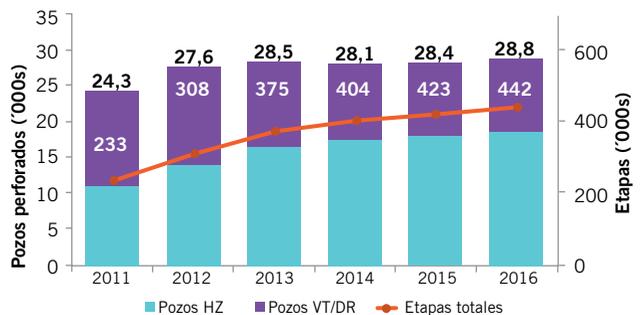


Figura 10. Fuente: PacWest 2014.

El incremento en la cantidad de fracturas también se debe a que el espaciamiento entre etapas se sigue reduciendo, y a que los sistemas de terminación que usan camisas deslizables pre-perforados, han reducido los tiempos notablemente.

Para dar una idea de los tiempos de operación, podemos mencionar que algunas terminaciones que se están haciendo actualmente en Bakken, donde se alcanzan 11.000 pies de desplazamiento horizontal y 80 etapas de fracturas, pueden hacerse en menos de 7 días.

Reducción de costos de perforación

A pesar de los buenos resultados de producción y de las mejoras de eficiencia mostradas más arriba, donde varias compañías alcanzaron buenos niveles de rentabilidad, debemos mencionar que aún quedan muchos operadores que no han logrado alcanzar puntos de equilibrio de costos y siguen trabajando para que sus desarrollos sean sostenibles en el tiempo.

Las tendencias muestran que las técnicas utilizadas hasta ahora, tales como perforación *multi-pad*, aumento de las extensiones horizontales, reducción del espaciamiento entre etapas y mejorar las técnicas en las terminaciones horizontales, son el camino para mejorar eficiencia de las operaciones.

Teniendo en cuenta todas estas mejoras y otras que no se han mencionado hasta ahora en esta nota, como las mejoras logísticas en el suministro de arena y agua para las fracturas, podemos explicar los ahorros de costos como Permian que bajó un 16%, Marcellus un 21% y Eagle Ford un 18% (figura 15).

Tendencias actuales: bajar costos, mejorar la información

Hasta ahora, hemos expuesto un panorama ideal de crecimiento y prosperidad. Sin embargo, a pesar de los buenos resultados en la producción de petróleo y de gas, y

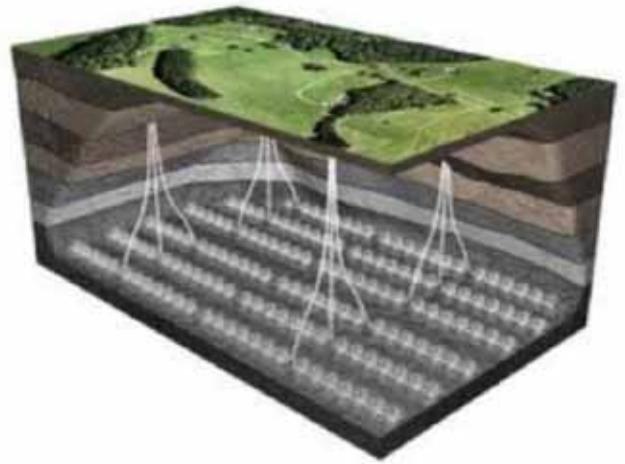


Figura 12. Perforación *multi-pad* tradicional. 24 pozos - 168 fracturas. Fuente: Newsbase Ltd 2014

de las mejoras de eficiencias que hemos mencionado más arriba, muchos operadores aún no han obtenido los objetivos de rentabilidad que se habían planteado, y siguen

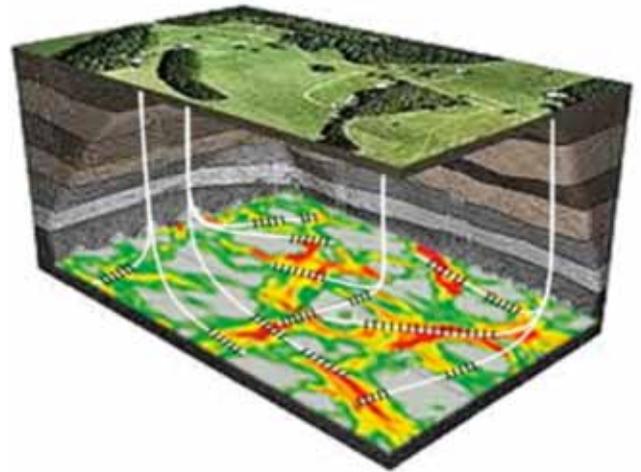


Figura 13. Perforación orientada a áreas de mayor potencial (*sweet spot*). 10 pozos - 60 fracturas. Fuente: Newsbase Ltd 2014

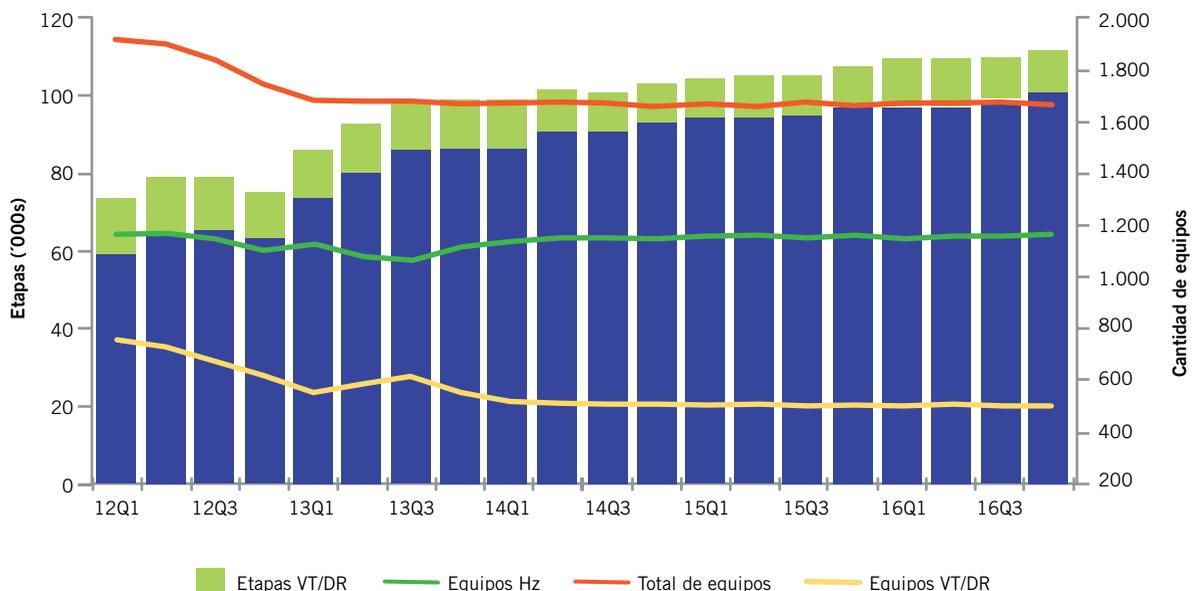


Figura 11. Fuente: PacWest 2014.

buscando que sus áreas alcancen costos de desarrollo sostenibles en el tiempo.

Estudios recientes muestran que un 40% de las fracturas no están siendo realizadas en las zonas correctas y no están teniendo los resultados de producción esperados. A raíz de esto, muchos operadores ya están realizando estudios de caracterización de reservorios, que permitan orientar los pozos horizontales y las fracturas, hacia las zonas de mayor potencial productivo o *sweet spot* (ver figura 13).

Esta forma de ubicar los pozos que se ve en la figura se diferencia claramente de las orientaciones geométricas que se utilizaron hasta ahora, en la mayor parte de los campos de los Estados Unidos.

El uso de estas tecnologías está permitiendo a muchas compañías, en Bakken y en Eagle Ford, reducir el número de pozos perforados y la cantidad de etapas de fracturas, desarrollando recursos similares y reduciendo considerablemente los consumos de arena, agua, productos y potencia hidráulica, asociados a estas actividades.

En los costos reside, pues, una de las tendencias que se prevé para los próximos años, con el fin de mejorar los costos: aumentar las extensiones horizontales, reducir el espaciado entre etapas y mejorar las técnicas en las terminaciones horizontales. La combinación de estos factores permitirá mejorar sensiblemente la cantidad de pozos perforados con cada equipo.

En la figura 11 se puede ver una estimación de cómo bajará el número de equipos operando entre el 2013 y el 2016, mientras que se estima que aumentará la cantidad de etapas de fractura a realizar.

Reciclado de agua de fractura

No hay dudas de que la disponibilidad de agua para realizar las fracturas es uno de los temas recurrentes, al momento de plantear la sustentabilidad del desarrollo de los recursos no convencionales, especialmente si analizamos el impacto que este tema puede tener sobre el medio ambiente.

La respuesta más concreta que está planteando la industria para resolver este tema, es el reciclado del agua de fractura y de producción, donde se ha conseguido un aumento del 20% en el volumen de agua tratada, en los últimos 3 años (figura 14).

Hay un trabajo muy fuerte por delante para optimizar la tecnología y los costos de reciclado, sobre todo por la gran variedad de aguas que se deben tratar, pero no hay dudas del avance de esta actividad en la actualidad, pu-



Figura 14. Tratamiento de agua

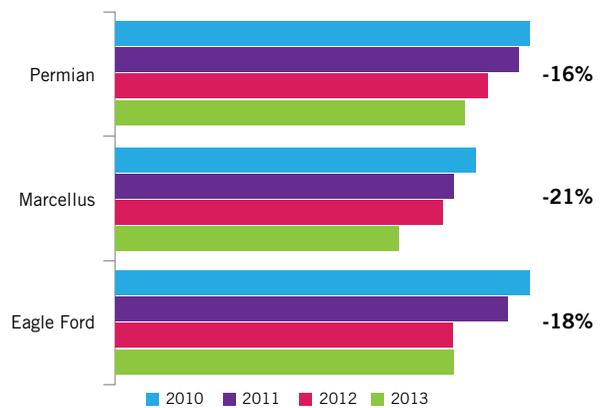


Figura 15. Reducción de costos de perforación en las áreas principales.

diendo mencionar que ya hay áreas no convencionales de los Estados Unidos, que reciclan el 90% del agua que utilizan en las fracturas.

Conclusiones

No hay dudas del liderazgo que Estados Unidos ha tomado en el desarrollo de los recursos no convencionales. En ese sentido, además de analizar los importantes resultados en las producciones de petróleo y de gas, y las mejoras de eficiencia detalladas más arriba, también deberemos marcar el gran impacto que esta actividad ha generado en la economía y la sociedad, donde solo en los últimos 5 años ha generado más de 2,5 millones de nuevos puestos de trabajo.

Recientes estudios de la consultora WoodMac han señalado algunas dificultades que pueden enfrentar países como Argentina, China o Australia, cuando traten de utilizar el modelo de trabajo norteamericano para desarrollar sus recursos no convencionales. Específicamente, este reporte muestra que la infraestructura con la que cuentan los Estados Unidos va a ser difícil de replicar en estos países, lo que podría generar algunas demoras en los desarrollos y altos costos de operaciones.

A pesar de estas limitaciones, hay muchos aspectos técnicos y operativos, que hemos mencionado a lo largo de esta nota, que han significado un notable avance en la eficiencia y rentabilidad de los proyectos de los Estados Unidos, que van a poder utilizarse gradualmente en otros países, para acelerar sus curvas de aprendizaje en el desarrollo de los recursos no convencionales. ■

Miguel Di Vincenzo es director del IAPG Houston (Texas) y Presidente de la Asociación Internacional de Coiled Tubing e Intervención de Pozos latinoamericana (Icota). Es ingeniero mecánico por la Universidad de Mar del Plata y postgraduado de finanzas de la Universidad de Stanford, California. Desde 1986 se desempeñó en la industria del petróleo y del gas con diferentes responsabilidades operativas y gerenciales en la Argentina, Bolivia, Perú y Venezuela, en las áreas de Perforación y Servicios. En el año 2000 fue trasladado a Houston (Texas) por Pride-San Antonio, donde alcanzó la posición de Vice Presidente de Desarrollo de Negocios y Tecnología, para América Latina. Actualmente, se desempeña como Vice Presidente de la compañía Eco-Stim Energy Solution, en Houston (Texas).