

# Operaciones de refracturamiento hidráulico

Aplicables en pozos de petróleo o gas, las operaciones de refracturamiento hidráulico evitan el daño en la zona vecina al pozo, restablecen la buena conectividad con el yacimiento, y permiten explotar áreas con mayor presión de poro. Un período de producción inicial también puede alterar los esfuerzos presentes en la formación, conduciendo a una mejor contención del crecimiento vertical de las fracturas y a una mayor extensión lateral durante el fracturamiento, e incluso puede permitir la reorientación de la nueva fractura a lo largo de un azimut diferente. En consecuencia, el refracturamiento a menudo restituye la productividad del pozo a los regímenes originales o a regímenes aún más altos.

**George Dozier**  
*Houston, Texas, EUA*

**Jack Elbel**  
*Consultor*  
*Dallas, Texas*

**Eugene Fielder**  
*Devon Energy*  
*Ciudad de Oklahoma, Oklahoma, EUA*

**René Hoover**  
*Fort Worth, Texas*

**Stephen Lemp**  
*Calgary, Alberta, Canadá*

**Scott Reeves**  
*Advanced Resources International*  
*Houston, Texas*

**Eduard Siebrits**  
*Sugar Land, Texas*

**Del Wisler**  
*Kerr-McGee Corporation*  
*Houston, Texas*

**Steve Wolhart**  
*Pinnacle Technologies*  
*Houston, Texas*

Los beneficios potenciales del refracturamiento han despertado el interés de los operadores de petróleo y gas durante más de 50 años. Lo más interesante es que, bajo ciertas condiciones, esta técnica restituye o aumenta la productividad del pozo, generando a menudo reservas adicionales mediante el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos. Los 70,000 pozos nuevos que se perforan aproximadamente cada año representan sólo entre el 7 y 8% del total de pozos productores de todo el mundo.<sup>1</sup>

En consecuencia, obtener mayor producción de los más de 830,000 pozos terminados previamente resulta esencial para el desarrollo de campos petroleros, el mejoramiento de la producción y el manejo de los yacimientos. Hasta los aumentos modestos de la producción proveniente de una parte del vasto número de pozos existentes, representan volúmenes significativos de reservas incrementales. El refracturamiento constituye una forma de alcanzar este objetivo.

Más del 30% de los tratamientos de fracturamiento se lleva a cabo en pozos más antiguos.

---

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Curtis Boney, Leo Burdylo, Chris Hopkins y Lee Ramsey, Sugar Land, Texas, EUA; Phil Duda, Midland, Texas; Chad Gutor, ex miembro del personal de la compañía Enerplus, Calgary, Alberta, Canadá; Stephen Holditch y Valerie Jochen, College Station, Texas; y Jim Troyer, Enerplus, Calgary, Canadá.

CoilFRAC, DSI (herramienta de generación de Imágenes Sónica Dipolar), FMI (herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total), FracCADE, InterACT, Moving Domain, NODAL, ProCADE y StimMAP son marcas de Schlumberger.

Muchos de esos tratamientos son terminaciones de intervalos nuevos; otros representan tratamientos en zonas productivas que no fueron fracturadas inicialmente, o una combinación de intervalos nuevos y zonas previamente estimuladas en forma inadecuada o no estimuladas. Sin embargo, un número creciente de operaciones implica el refracturamiento de intervalos previamente estimulados luego de un período inicial de producción, caída de presión de yacimiento y agotamiento parcial. Estos tipos de operaciones de refracturamiento hidráulico resultan efectivos en formaciones de baja permeabilidad, fracturadas naturalmente, laminadas y heterogéneas, especialmente yacimientos de gas.

Si un tratamiento de fracturamiento hidráulico original resultó inadecuado o un empaque de grava existente se daña o se deteriora con el tiempo, volviendo a fracturar el pozo se restablece el flujo lineal en el mismo. El refracturamiento puede generar fracturas apuntaladas de mayor conductividad, que penetran en la formación más profundamente que durante el tratamiento inicial. Pero no todas las operaciones de refracturamiento hidráulico son tratamientos correctivos destinados a restituir la productividad; algunos pozos con regímenes de producción relativamente altos también pueden ser buenos candidatos a refracturamiento. En realidad, los mejores pozos de un campo petrolero a menudo poseen el mayor potencial de operaciones de refracturamiento hidráulico.<sup>2</sup>



2003

1993



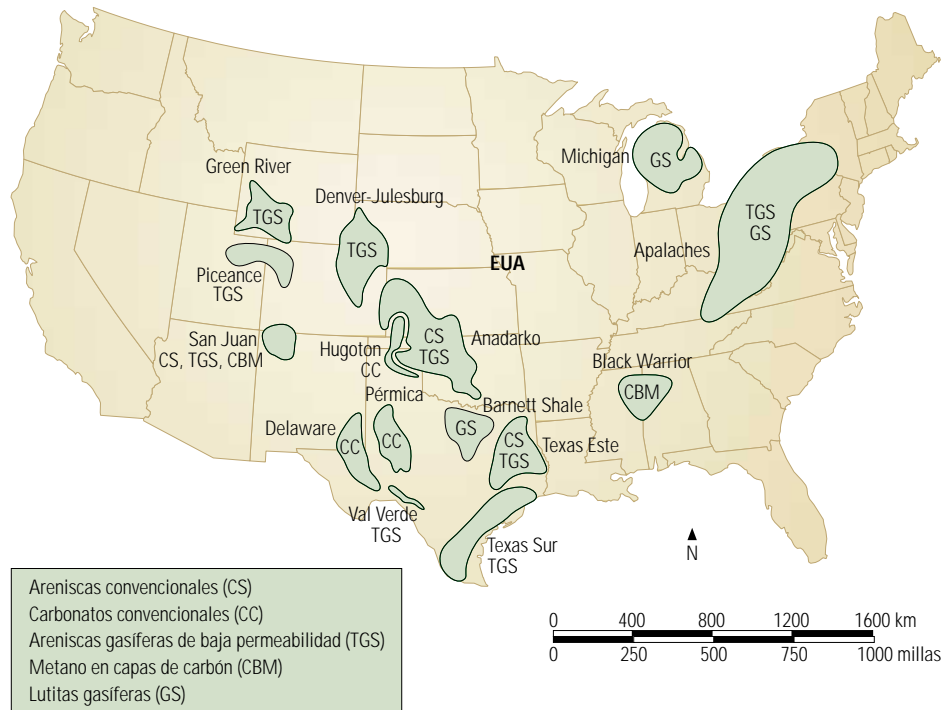
Los pozos con tratamientos iniciales efectivos también pueden ser sometidos a nuevo tratamiento para crear una fractura nueva que se propague a lo largo de un azimut diferente al de la fractura original. En formaciones con menor permeabilidad, en dirección perpendicular a la fractura original, una fractura reorientada permite exponer una porción más grande de la mayor permeabilidad de la matriz. En estos casos, el refracturamiento mejora significativamente la producción del pozo y complementa la perforación de pozos de relleno. Por este motivo, los operadores deberían considerar la ejecución de tratamientos de refracturamiento hidráulico durante el proceso de planeación del desarrollo de campos petroleros.

No obstante, muchas compañías son reacias a volver a tratar pozos que poseen regímenes de producción razonablemente económicos. La ten-

dencia es no refracturar ningún pozo o hacerlo sólo cuando los pozos exhiben un desempeño deficiente. Esta falta de confianza y los prejuicios negativos existentes acerca del refracturamiento están cambiando gracias a la mayor comprensión de la mecánica de refracturamiento y los resultados reportados por las compañías que aplican esta técnica con regularidad.

Para resultar exitosas, las operaciones de refracturamiento deben crear una fractura apuntalada más larga o más conductiva, o exponer mayor espesor productivo neto en el pozo, en comparación con las condiciones de pozo existentes antes del refracturamiento hidráulico. El logro de estos objetivos requiere el conocimiento de las condiciones de yacimiento y de pozo para comprender las razones del éxito de los refracturamientos y mejorar los futuros tratamientos en base a la experiencia. La cuantificación de la presión de yacimiento promedio,

1. "International Outlook: World Trends," *World Oil* 224, no. 8 (Agosto de 2003): 23-25.
2. Niemeyer BL y Reinart MR: "Hydraulic Fracturing of a Moderate Permeability Reservoir, Kuparuk River Unit," artículo de la SPE 15507, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 5 al 8 de octubre de 1986.  
Pearson CM, Bond AJ, Eck ME y Lynch KW: "Optimal Fracture Stimulation of a Moderate Permeability Reservoir, Kuparuk River Unit, Alaska," artículo de la SPE 20707, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 23 al 26 de septiembre de 1990.  
Reimers DR y Clausen RA: "High-Permeability Fracturing at Prudhoe Bay, Alaska," artículo de la SPE 22835, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 6 al 9 de octubre de 1991.



▲ Áreas con potencial de refracturamiento en EUA. La investigación sobre refracturamiento hidráulico llevada a cabo por el Instituto de Tecnología del Gas (GTI) en 1996 evaluó una amplia gama de yacimientos de gas, incluyendo formaciones de areniscas y carbonatos convencionales, areniscas gasíferas de baja permeabilidad, lutitas gasíferas y depósitos de metano en capas de carbón. Esta evaluación se centró en las provincias productoras de gas convencionales, con una producción acumulada de más de 143,200 millones de m<sup>3</sup> [5 Tpc], para su ulterior evaluación. La obtención de mayores niveles de producción implicaba grandes cantidades de pozos más antiguos y más oportunidades de refracturamiento. El estudio también identificó áreas de areniscas gasíferas de baja permeabilidad, con una recuperación final estimada (EUR, por sus siglas en inglés) superior a los 28,600 millones de m<sup>3</sup> [1 Tpc], y los más grandes desarrollos de lutitas gasíferas y metano en capas de carbón, pero no incluyó los desarrollos marinos con información de producción y recuperación limitada.

la capacidad de flujo (producto permeabilidad-espesor), y el largo y la conductividad efectivos de las fracturas, tanto antes como después del refracturamiento, permite a los ingenieros determinar las razones del desempeño pobre de un pozo antes de aplicar tratamientos nuevos, e identificar las causas del éxito o el fracaso del refracturamiento hidráulico.

Las técnicas de diagnóstico mejoradas, tales como los análisis de pruebas de pozos con tiempos de cierre cortos, ayudan a determinar la situación actual de un pozo en términos de estimulación y a verificar el potencial de refracturamiento. Los avances registrados en los programas de computación de modelado, diseño y análisis de fracturas hidráulicas también han contribuido significativamente al éxito de las operaciones de refracturamiento hidráulico durante los últimos diez años, al igual que las mejoras introducidas en las técnicas de selección de candidatos, los fluidos de estimulación innovadores, y las mejoras de los apuntalantes y del control del contraflujo de apuntalante.

Este artículo presenta los resultados de un estudio de operaciones de refracturamiento de dos años y las posteriores pruebas de campo. También se analizan las razones del éxito de los refracturamientos, incluyendo los métodos y criterios de selección de candidatos, las causas de desempeño deficiente en pozos estimulados por fracturamiento hidráulico, la reorientación de los esfuerzos de la formación y las consideraciones relativas al diseño de los tratamientos. Ejemplos recientes de EUA y Canadá demuestran la implementación de las operaciones de refracturamiento y el mejoramiento de la productividad.

#### Una evaluación de cuencas múltiples

Algunos operadores revelan resultados decepcionantes a raíz del fracturamiento de pozos estimulados previamente, a pesar de los éxitos documentados en pozos individuales y de los numerosos esfuerzos en materia de refracturamiento hidráulico aplicados en todo el campo.<sup>3</sup> No obstante, las investigaciones recientes, las

posteriores pruebas de campo, y los programas de refracturamiento en curso de algunos operadores, siguen despertando considerable atención e interés dentro de la industria del petróleo y el gas.

En 1996, el Instituto de Investigación del Gas (GRI, por sus siglas en inglés), actualmente conocido como Instituto de Tecnología del Gas (GTI, por sus siglas en inglés), comenzó a investigar los refracturamientos hidráulicos como forma de mejorar la producción de gas e incorporar reservas recuperables a bajo costo. Esta evaluación preliminar permitió identificar un importante potencial gasífero terrestre—más de 286,400 millones de m<sup>3</sup> [10 Tpc] de reservas incrementales en base a cifras conservadoras—en EUA, excluyendo Alaska (arriba).

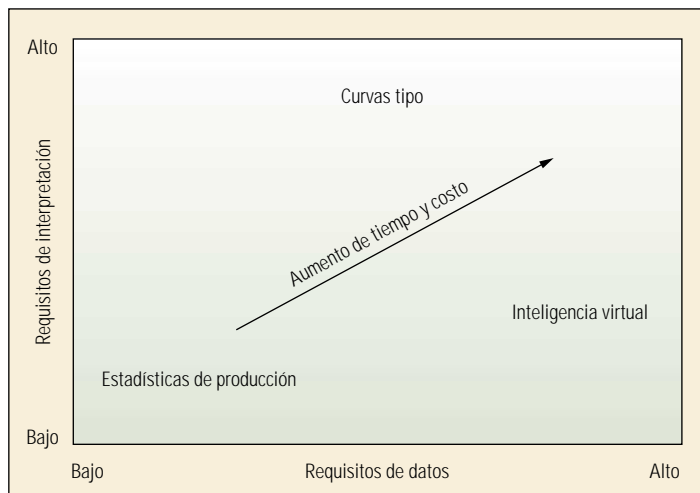
Estas reservas de gas adicionales se encuentran ubicadas en las Montañas Rocallosas, en el Continente, y en regiones de Texas Este y Sur, principalmente en areniscas de baja permeabilidad o areniscas “gasíferas compactas” (TGS, por sus siglas en inglés), y en otros yacimientos no

convencionales que incluyen lutitas gasíferas (GS, por sus siglas en inglés) y depósitos de metano en capas de carbón (CBM, por sus siglas en inglés) (véase “Producción de gas natural a partir del carbón,” *página 8*). Otras de las áreas de EUA con potencial de refracturamiento son los yacimientos no convencionales de las regiones de Michigan y los Apalaches así como también las formaciones de areniscas convencionales (CS, por sus siglas en inglés) y de carbonatos convencionales (CC, por sus siglas en inglés) de la Cuenca San Juan y las áreas del Continente y Texas.

Según las conclusiones del trabajo del GTI de 1996, los tratamientos de refracturamiento documentados habían aportado reservas incrementales del orden de US\$ 0.10/Mpc a US\$ 0.20/Mpc, cifra muy inferior a los costos promedio de adquisición o de descubrimiento y desarrollo de reservas de gas, es decir, US\$ 0.54/Mpc y US\$ 0.75/Mpc, respectivamente. A pesar de los beneficios económicos potenciales, los operadores se negaban a refracturar sus pozos. La pobre selección de candidatos parecía ser la causa principal de la falta de éxito y de aceptación de los tratamientos de refracturamiento hidráulico entre los operadores.

En respuesta a esta situación, en el año 1998, el GTI proveyó los fondos para la ejecución de otro proyecto destinado a desarrollar tecnología de refracturamiento hidráulico y técnicas de análisis especializadas. La necesidad de llevar a cabo este proyecto fue acentuada por las observaciones anecdóticas de la investigación llevada a cabo en 1996, según las cuales el 85% del potencial de refracturamiento de un campo petrolero dado existe en aproximadamente un 15% de los pozos. La identificación de estos candidatos principales es crucial para el éxito del refracturamiento hidráulico. No obstante, los operadores consideran que los estudios globales que abarcan la totalidad de un campo petrolero son muy costosos en términos de capital y mano de obra para las compañías que operan yacimientos no convencionales, especialmente cuando los precios del gas son bajos.

Los participantes del proyecto, incluyendo Advanced Resources International, Schlumberger, Intelligent Solutions, Ely and Associates, Stim-Lab y Pinnacle Technologies, consideraban que el desarrollo de una metodología efectiva para identificar pozos con potencial de refracturamiento hidráulico era una forma de expandir las aplicaciones de refracturamiento. Había además otros tres objetivos: demostrar el mejoramiento de la productividad y de la recuperación a partir del refracturamiento, identificar las razones del



▲ Métodos de selección de candidatos. El proyecto del GTI desarrolló una metodología de identificación de pozos con potencial de refracturamiento hidráulico, que utilizaba estadísticas de producción, métodos de inteligencia virtual y curvas tipo de producción. Por diseño, estas técnicas evolucionaron pasando de un enfoque estadístico no analítico simple, con requisitos mínimos en términos de datos, a análisis de ingeniería detallados que requieren datos cada vez más globales.

desempeño deficiente de pozos fracturados previamente, y evaluar nuevas técnicas y tecnologías de fracturamiento.

El estudio del GTI de 1998 evaluó tres métodos de identificación del potencial de refracturamiento que fueron probados luego en

diferentes tipos de yacimientos. Estos métodos de selección de candidatos abarcaron las estadísticas de producción, la tecnología de reconocimiento de patrones—específicamente redes neuronales, inteligencia virtual y lógica difusa—y las curvas tipo de producción (arriba).<sup>4</sup>

3. Parrot DI y Long MG: “A Case History of Massive Hydraulic Refracturing in the Tight Muddy “J” Formation,” artículo de la SPE 7936, presentado en el Simposio sobre Yacimientos de Gas de Baja Permeabilidad de la SPE, Denver, Colorado, EUA, 20 al 22 de mayo de 1979.

Conway MW, McMechan DE, McGowen JM, Brown D, Chisholm PT y Venditto JJ: “Expanding Recoverable Reserves Through Refracturing,” artículo de la SPE 14376, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Las Vegas, Nevada, EUA, 22 al 25 de septiembre de 1985.

Hunter JC: “A Case History of Refracs in the Oak Hill (Cotton Valley) Field,” artículo de la SPE 14655, presentado en el Encuentro Regional de Texas Este de la SPE, Tyler, Texas, EUA, 21 al 22 de abril de 1986.

Olson KE: “A Case Study of Hydraulically Refractured Wells in the Devonian Formation, Crane County, Texas,” artículo de la SPE 22834, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 6 al 9 de octubre de 1991.

Fleming ME: “Successful Refracturing in the North Westbrook Unit,” artículo de la SPE 24011, presentado en la Conferencia sobre Recuperación de Petróleo y Gas en la Cuenca Pérmica de la SPE, Midland, Texas, EUA, 18 al 20 de marzo de 1992.

Hejl KA: “High-Rate Refracturing: Optimization and Performance in a CO2 Flood,” artículo de la SPE 24346, presentado en el Encuentro Regional de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Casper, Wyoming, EUA, 18 al 21 de mayo de 1992.

Pospisil G, Lynch KW, Pearson CM y Rugen JA: “Results of a Large-Scale Refracture Stimulation Program, Kuparuk River Unit, Alaska,” artículo de la SPE 24857, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Washington, DC, EUA, 4 al 7 de octubre de 1992.

Hunter JL, Leonard RS, Andrus DG, Tschirhart LR y Daigle JA: “Cotton Valley Production Enhancement Team Points Way to Full Gas Production Potential,” artículo de la SPE

24887, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Washington, DC, EUA, 4 al 7 de octubre de 1992.

Reese JL, Britt LK y Jones JR: “Selecting Economic Refracturing Candidates,” artículo de la SPE 28490, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 25 al 28 de septiembre de 1994.

Fengjiang W, Yunhong D y Yong L: “A Study of Refracturing in Low Permeability Reservoirs” artículo de la SPE 50912, presentado en la Conferencia Internacional del Petróleo y el Gas de la SPE, Pekin, China, 2 al 6 de noviembre de 1998.

4. Las curvas tipo ayudan a interpretar las pruebas de presiones transitorias que difieren del comportamiento de tipo flujo radial del análisis semilogarítmico convencional o análisis de Horner. Las curvas tipo son grupos de cambios de presión en pares y sus derivadas generadas a partir de las soluciones analíticas de la ecuación de difusividad con condiciones de borde estratégicamente definidas. Las condiciones de borde en la zona vecina al pozo incluyen el almacenamiento constante o variable del pozo, la penetración parcial del yacimiento, el daño radial compuesto o la permeabilidad alterada y las fracturas hidráulicas apuntaladas. La trayectoria del pozo puede ser vertical, en ángulo, u horizontal. Las condiciones de borde distantes comprenden fallas que actúan como sellos totales o como sellos parciales, fallas de intersección y límites rectangulares que actúan como sello o tienen presión constante. La ecuación de difusividad puede ser ajustada para acomodar la heterogeneidad del yacimiento, tal como porosidad dual o estratificación. Los programas de computación comerciales generan familias de curvas tipo que dan cuenta de la superposición en el tiempo, como consecuencia de las variaciones en el régimen de flujo producidas antes e incluso durante la adquisición de datos de presiones transitorias. El análisis de regresión automático puede ajustarse a los datos adquiridos con una curva tipo específica.

Sitio del GTI en la Cuenca Green River—
<b>Operador:</b> Enron Oil and Gas, ahora EOG Resources.
<b>Formación:</b> Frontier del Cretácico Superior.
<b>Localización:</b> Complejo Big Piney/LaBarge, norte del área de Moxa Arch, suroeste de Wyoming, EUA.
<b>Ambiente sedimentario:</b> Areniscas marinas, principalmente ríos y cursos de agua, o zonas litorales fluviales y distales.
<b>Yacimiento:</b> Areniscas gasíferas de baja permeabilidad; oscila entre 0.0005 y 0.1 mD en hasta cuatro horizontes productivos consistentes en un total de ocho intervalos independientes o terrazas.
<b>Terminaciones iniciales:</b> Una a tres etapas de un fluido con guar reticulado y energizado con nitrógeno con 45,359 a 226,796 kg [100,000 a 500,000 lbm] de apuntalante de arena.
<b>Operaciones de refracturamiento hidráulico del GTI:</b> Tres tratamientos de refracturamiento y un tratamiento de limpieza de gel.

Sitio del GTI en la Cuenca Texas Este—
<b>Operador:</b> Union Pacific Resources Company (UPRC), ahora Anadarko Petroleum Corporation.
<b>Formación:</b> Cotton Valley.
<b>Localización:</b> Campo Carthage Gas Unit (CGU) cerca de Carthage, Condado de Panola, Texas, EUA.
<b>Ambiente sedimentario:</b> Areniscas marinas complejas, principalmente arrecifes barrera y zonas de marea.
<b>Yacimiento:</b> Areniscas gasíferas de baja permeabilidad heterogéneas, intensamente laminadas y compartimentalizadas con una permeabilidad que oscila entre 0.05 y 0.2 mD.
<b>Terminaciones iniciales:</b> Tres a cuatro etapas de un fluido reticulado y volúmenes de apuntalante que oscilan entre 453,592 y 1,814,370 kg [1 y 4 millones de lbm] para todo un pozo; desde el año 1996 hasta el presente, UPR y Anadarko utilizaron agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar con menos de 113,398 kg [250,000 lbm] de apuntalante.
<b>Operaciones de refracturamiento hidráulico del GTI:</b> Tres tratamientos de refracturamiento.

Sitio del GTI en la Cuenca Piceance—
<b>Operador:</b> Barrett Resources, ahora Williams Company.
<b>Formación:</b> Grupo Mesaverde, Williams Fork, Cretácico Superior.
<b>Localización:</b> Campos Parachute y Grand Valley cerca de Rulison, Condado de Garfield, Colorado, EUA.
<b>Ambiente sedimentario:</b> Areniscas marinas, principalmente fluviales y pantanosas, o palustres.
<b>Yacimiento:</b> Areniscas gasíferas de baja permeabilidad compartimentalizadas con una permeabilidad que oscila entre 0.1 y 2 mD. Debido a las fracturas naturales, la permeabilidad efectiva varía entre 10 y 50 mD.
<b>Terminaciones iniciales:</b> Dos a cinco etapas con volúmenes de apuntalante que oscilan entre 22,680 y 294,835 kg [50,000 y 650,000 lbm] por etapa.
<b>Operaciones de refracturamiento hidráulico del GTI:</b> Dos tratamientos de refracturamiento.

^ Estudio de refracturamiento hidráulico realizado por el GTI en 1998 para evaluar los métodos de selección de candidatos a refracturamiento en tres sitios de prueba de EUA.

Los tres métodos fueron utilizados para seleccionar candidatos a refracturamiento hidráulico en localizaciones de campos petroleros con un mínimo de 200 a 300 pozos.<sup>5</sup> Se eligieron y evaluaron activamente tres sitios ubicados en EUA—Cuenca Green River, Wyoming, EUA; Cuenca Texas Este, Texas; y Cuenca Piceance, Colorado, EUA—(arriba): se identificó un cuarto sitio en Texas Sur pero no fue contemplado en el proyecto del GTI. No obstante, posteriores estudios de yacimientos generaron actividades de refracturamiento recientes en esta área (véase “Evaluación del mejoramiento de la producción,” *página 58*).

Sitio campo/cuenca	Pozo	Éxito/fracaso	Clasificación de los 50 pozos candidatos principales		
			Estadísticas de producción	Inteligencia virtual	Curvas tipo
Big Piney y LaBarge/ Green River	GRB 45-12	E	>50	<b>*15</b>	>50
	GRB 27-14	F	<b>&gt;50</b>	*39	32
	NLB 57-33	F	4	<b>*&gt;50</b>	20
	WSC 20-09	E	<b>38</b>	<b>*2</b>	<b>1</b>
Rulison/ Piceance	Langstaff 1	E	<b>1</b>	>50	>50
	RMV 55-20	F	43	<b>&gt;50</b>	17
Carthage/ East Texas	CGU 15-8	E	>50	>50	<b>11</b>
	CGU 3-8	E	>50	>50	<b>7</b>
	CGU 10-7	E	<b>4</b>	<b>26</b>	<b>40</b>
*Análisis revisado Nota: Los números en negrita cursiva indican las clasificaciones correctas (positivo verdadero o negativo verdadero)					

5. Reeves SR, Hill DG, Tiner RL, Bastian PA, Conway MW y Mohaghegh S: “Restimulation of Tight Gas Sand Wells in the Rocky Mountain Region,” artículo de la SPE 55627, presentado en el Encuentro Regional de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Gillette, Wyoming, EUA, 15 al 18 de mayo de 1999.

Reeves SR, Hill DG, Hopkins CW, Conway MW, Tiner RL y Mohaghegh S: “Restimulation Technology for Tight Gas Sand Wells,” artículo de la SPE 56482, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, Texas, EUA, 3 al 6 de octubre de 1999.

6. Ely JW, Tiner R, Rothenberg M, Krupa A, McDougal F, Conway M y Reeves S: “Restimulation Program Finds Success in Enhancing Recoverable Reserves,” artículo de la SPE 63241, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 1° al 4 de octubre de 2000.

^ Desempeño de los métodos de selección de candidatos. En base al criterio económico de incorporación de reservas incrementales, a menos de US\$ 0.5/Mpc, el estudio del GTI evaluó la capacidad de cada método de selección de candidatos a fin de seleccionar correctamente candidatos a refracturamiento exitosos o no seleccionar candidatos infructuosos. Esta determinación se basó en el hecho de si cada método ubicaba un pozo entre los 50 candidatos principales o no. Los tres métodos—estadísticas de producción, inteligencia virtual y reconocimiento de patrones, y curvas tipo—identificaron candidatos a refracturamiento exitosos o no candidatos en un mínimo de cuatro de los nueve pozos de prueba, cinco en el caso del método de inteligencia virtual. Los tres métodos combinados identificaron sólo dos de los cinco tratamientos exitosos y ninguno de los tres pozos infructuosos.

De los nueve pozos finalmente tratados en las tres localizaciones activas del proyecto, ocho correspondieron a tratamientos de refracturamiento y uno fue un intento de tratamiento para eliminación del daño. A medida que avanzaba el proyecto, los diseños de los tratamientos se apartaban de los sistemas a base de polímero de alta viscosidad para utilizar fluidos de tratamiento con concentraciones de gel cada vez más bajas o con agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar. La mayoría de los tratamientos incluían nitrógeno [N<sub>2</sub>] o dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>] para asistir en la limpieza posterior a la estimulación, programas de bombeo de una sola etapa, y esferitas de obturación para la desviación del fluido, a fin de reducir los costos en comparación con los tratamientos de etapas múltiples.

Con el análisis de curvas de declinación estándar se determinó la recuperación final estimada (EUR, por sus siglas en inglés) para cada pozo; el costo estimado del tratamiento representaba un costo no actualizado de incorporación de reservas incrementales. No se incluyeron los costos de las pruebas de diagnóstico realizadas exclusivamente con fines de investigación, sino solamente las erogaciones reales resultantes de la implementación del tratamiento. El equipo del proyecto analizó los nueve pozos para comprender mejor cada uno de los métodos de selección de candidatos.<sup>6</sup>

El equipo de trabajo consideró éxitos económicos a los tratamientos que generaban reservas incrementales a un costo de menos de US\$ 0.50/Mpc. Sobre esta base, seis de los nueve pozos refracturados en los tres sitios resultaron exitosos (derecha). Los nueve pozos combinados permitieron incorporar 83 millones de m<sup>3</sup> [2900 MMpc] de reservas incrementales a un costo total de US\$ 734,000 o un costo promedio de reservas de US\$ 0.26/Mpc.

Excluyendo el tratamiento de eliminación del daño y el tratamiento pobremente diseñado que no produjo contraflujo, las seis operaciones de refracturamiento hidráulico exitosas y un tratamiento antieconómico incorporaron reservas incrementales de US\$ 0.20/Mpc aproximadamente. Este costo se aproxima más al rango de US\$ 0.10 a 0.20/Mpc de las operaciones de refracturamiento hidráulico anteriores, si bien las evaluaciones posteriores al tratamiento indicaron que algunas zonas productivas de ciertos pozos no fueron estimuladas en forma efectiva. Aun incluyendo los tres tratamientos infructuosos, esta prueba de campo resultó sumamente exitosa, generando 8.6 millones de m<sup>3</sup>/pozo [300 MMpc/pozo] de reservas adicionales a un costo promedio de US\$ 81,600 por pozo.

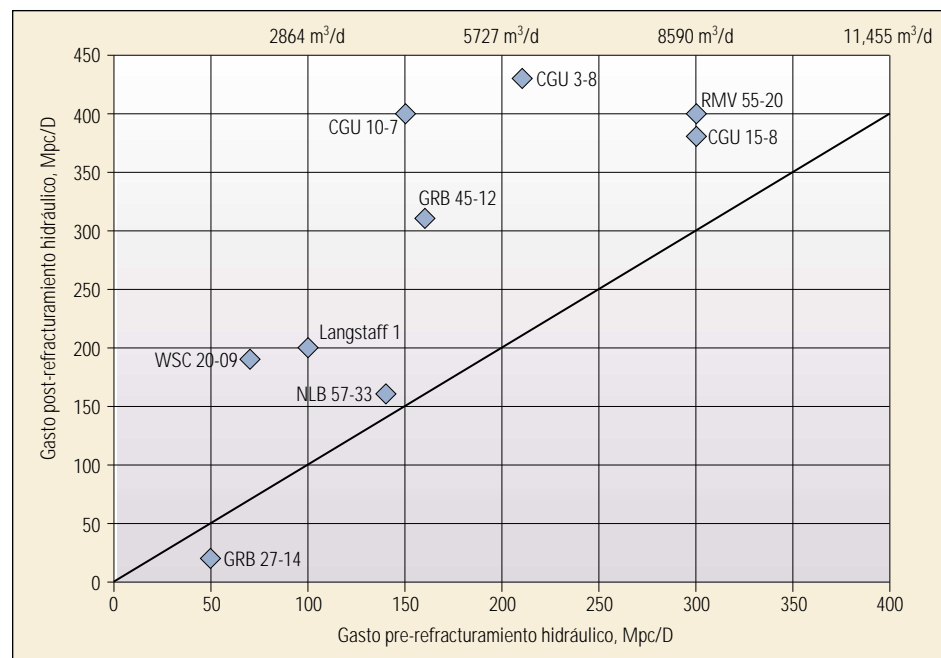
Existen aproximadamente 200,000 pozos de gas no convencionales en areniscas de baja permeabilidad, depósitos de metano en capas de carbón y lutitas gasíferas, en los 48 estados colindantes de EUA. Como mínimo un 20%, es decir unos 40,000 pozos, podrían ser candidatos potenciales a refracturamiento hidráulico. La extrapolación de los resultados del GTI utilizando la recuperación incremental promedio de 300 MMpc/pozo da como resultado 343,600 millones de m<sup>3</sup> [12 Tpc] de reservas adicionales derivadas del refracturamiento. Las compañías que operan en las Formaciones Green River y

Texas Este continuaron efectuando tratamientos de refracturamiento hidráulico utilizando el conocimiento adquirido a partir de este estudio.

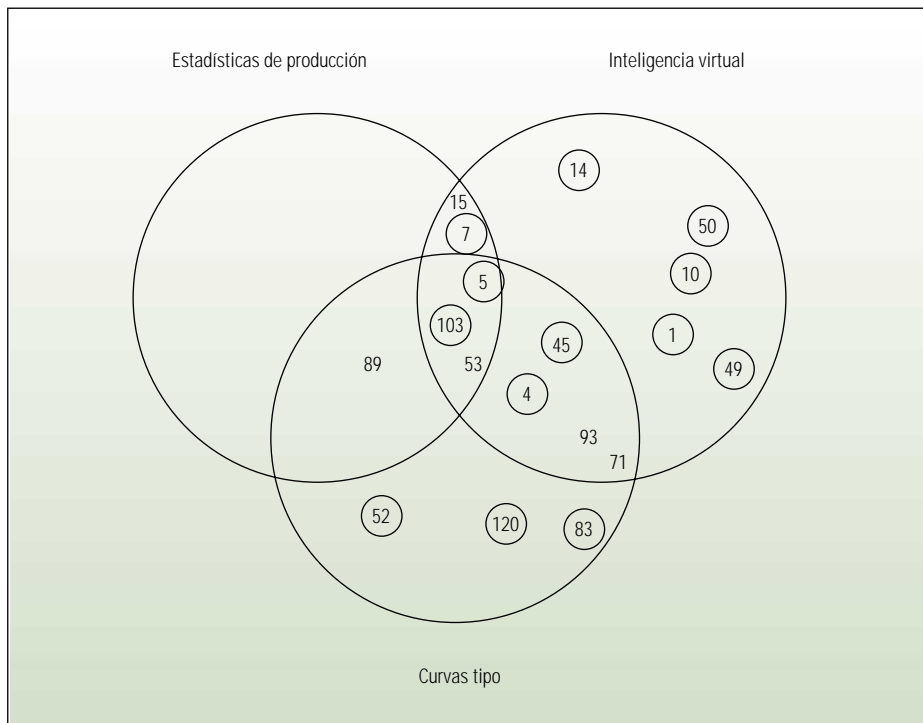
### Métodos de selección de candidatos

En general, las pruebas de refracturamiento del GTI resultaron exitosas pero no lograron identificar definitivamente un método de selección de candidatos único como el más efectivo. Cada técnica tiende a seleccionar diferentes pozos por diferentes motivos que pueden ser válidos en su totalidad, según las características específicas del yacimiento (página anterior, abajo).

Sitio campo/cuenca	Pozo	Fecha	Recuperación incremental, MMpc	Costo del tratamiento, US\$	Costo de reservas, US\$ /Mpc	Éxito/fracaso
Big Piney y LaBarge/ Green River	GRB 45-12	Enero de 1999	602	87,000	0.14	E
	GRB 27-14	Enero de 1999	(186)	87,000	NA	F
	NLB 57-33	Abril de 1999	0	20,000	NA	F
	WSC 20-09	Junio de 2000	302	120,000	0.40	E
Rulison/ Piceance	Langstaff 1	Junio de 2000	282	50,000	0.18	E
	RMV 55-20	Junio de 2000	75	70,000	0.93	F
Carthage/ East Texas	CGU 15-8	Nov. de 1999	270	100,000	0.37	E
	CGU 10-7	Enero de 2000	407	100,000	0.25	E
	CGU 3-8	Enero de 2000	1100	100,000	0.09	E
<b>Total</b>			<b>2852</b>	<b>734,000</b>		
<b>Promedio</b>			<b>317</b>	<b>82,000</b>	<b>0.26</b>	



^ Resultados de la prueba de campo del GTI. Dos de los cuatro pozos de la Formación Frontier (Cuenca Green River), los tres pozos de la Formación Cotton Valley (Cuenca Texas Este), y uno de los dos pozos de la Formación Williams Fork (Cuenca Piceance) resultaron exitosos. De los tres tratamientos infructuosos, uno permitió incorporar reservas incrementales a un costo de US\$ 0.93/Mpc y dos experimentaron problemas mecánicos o de diseño. De los últimos dos, en uno, el tratamiento de eliminación del daño no pudo ser bombeado al régimen de inyección requerido para fluidificar el empaque de apuntalante original y eliminar el daño del gel residual sospechado del tratamiento original; en el otro no se logró efectuar la limpieza porque no se utilizaron los fluidos energizados recomendados en el diseño del GTI.



▲ Selección de candidatos a partir del estudio de simulación de yacimientos del GTI. Los 18 candidatos principales para el refracturamiento representan un 15% de los pozos incluidos en la estimulación de yacimientos. El método de inteligencia virtual seleccionó independientemente 10 de los 13 pozos candidatos verdaderos, el mayor número de pozos entre todos los métodos. Estos 10 pozos consistieron en cinco pozos seleccionados únicamente por el método de inteligencia virtual, un pozo también seleccionado por el método de estadísticas de producción, dos pozos también seleccionados por las curvas tipo, y dos pozos seleccionados por las tres técnicas. El método de curvas tipo incorporó tres pozos candidatos verdaderos a las selecciones combinadas, haciendo que el número combinado de selecciones correctas entre los métodos de inteligencia virtual y curvas tipo fuera 13 entre 13. No obstante, en la práctica, nadie sabe con anticipación qué pozos son candidatos verdaderos.

Las estadísticas de producción funcionaron razonablemente bien en la Cuenca Piceance. Los métodos de inteligencia virtual y reconocimiento de patrones resultaron óptimos en la Cuenca Green River. Las curvas tipo fueron más efectivas en la Cuenca Texas Este. Evidentemente, se necesitaban evaluaciones adicionales para validar la eficacia de cada técnica y fomentar la aceptación de las operaciones de refracturamiento.

Con ese propósito, se diseñó un modelo de simulación de yacimientos de un campo de gas compacto hipotético.<sup>7</sup> El objetivo de este estudio era comprobar y validar en forma independiente los métodos de selección de candidatos frente al modelo de simulación. Los resultados de esta simulación confirmaron que cada método de selección de candidatos en estudio tendía a dar como resultado diferentes candidatos. Y, al igual que el estudio de refracturamiento hidráulico realizado por el GTI en 1998, algunos pozos eran seleccionados por más de uno de los métodos. El método de inteligencia virtual fue en general el más efectivo, seguido de cerca por las curvas tipo. Con menos eficiencia que las selecciones

aleatorias, las estadísticas de producción solas fueron el método menos efectivo.

La primera etapa del estudio realizado por el GTI en 1998, y los resultados de esta simulación, permitieron conocer la eficacia de cada metodología de selección de candidatos, pero cada técnica necesitaba ser comprobada utilizando datos de campo reales. En lugar de establecer una nueva base de datos de casos de refracturamiento hidráulico para este fin, como era el objetivo original del proyecto, los participantes del estudio del GTI de 1998 buscaron un campo que contara con antecedentes y resultados de actividades de refracturamiento hidráulico. Con un conjunto de datos existente, el enfoque utilizado para el estudio del simulador podría reiterarse en un ambiente de campo real para evaluar cada método de selección de candidatos.

A modo de complemento de la simulación de yacimientos, el GTI seleccionó el campo Wattenburg para evaluar en mayor detalle los métodos de selección de candidatos utilizando datos de campo reales. Este desarrollo de gas compacto, localizado al norte de Denver, Colorado, en el borde occidental de la Cuenca

Denver-Julesburg, resultaba atractivo porque desde 1977 se habían refracturado más de 1500 pozos en el área. Estos tratamientos resultaron económicamente exitosos en su mayor parte.<sup>8</sup>

Patina Oil & Gas Corporation, una compañía operadora líder en esta cuenca, había realizado unas 400 operaciones de refracturamiento hidráulico entre 1997 y 2000, y aceptó participar en el estudio. Esto permitió utilizar un algoritmo de selección de candidatos, desarrollado en forma independiente por Patina, además de los tres métodos de selección de candidatos del GTI.

Los métodos fueron evaluados sin dar a conocer con anticipación aquellos pozos que de hecho habían respondido favorablemente al refracturamiento hidráulico. Posteriormente, las selecciones de candidatos fueron comparadas con el desempeño real de los pozos. Este enfoque permitió evaluar la eficacia de cada método. La selección de candidatos utilizando datos reales del campo Wattenburg confirmó el estudio previo del GTI y los resultados de la simulación de yacimientos.

La priorización de los candidatos a refracturamiento aporta considerable valor durante los programas de refracturamiento hidráulico. En ausencia de resultados de operaciones de refracturamiento hidráulico previas, tanto el reconocimiento de patrones como las curvas tipo resultan de utilidad para la selección de los candidatos a refracturamiento; las estadísticas de producción son menos efectivas. El método de inteligencia virtual y otras técnicas de reconocimiento de patrones, que utilizan datos y resultados de refracturamientos previos de los cuales "aprender," pueden mejorar aún más la selección de candidatos y el éxito del refracturamiento hidráulico. Las pruebas de campo del GTI, la simulación de yacimientos y la evaluación del campo Wattenburg, confirmaron que el

7. Reeves SR, Bastian PA, Spivey JP, Flumerfelt RW, Mohaghegh S y Koperna GJ: "Benchmarking of Restimulation Candidate Selection Techniques in Layered, Tight Gas Sand Formations Using Reservoir Simulation," artículo de la SPE 63096, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 1º al 4 de octubre de 2000.

8. Emrich C, Shaw D, Reasoner S y Ponto D: "Codell Restimulations Evolve to 200% Rate of Return," artículo de la SPE 67211, presentado en el Simposio de Operaciones de Producción de la SPE, Ciudad de Oklahoma, Oklahoma, EUA, 24 al 27 de marzo de 2001.

Shaefer MT y Lytle DM: "Fracturing Fluid Evolution Plays a Major Role in Codell Refracturing Success," artículo de la SPE 71044, presentado en la Conferencia de Tecnología del Petróleo de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Keystone, Colorado, EUA, 21 al 23 de mayo de 2001.

Sencenbaugh RN, Lytle DM, Birmingham TJ, Simmons JC y Shaefer MT: "Restimulating Tight Gas Sand: Case Study of the Codell Formation," artículo de la SPE 71045, presentado en la Conferencia de Tecnología del Petróleo de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Keystone, Colorado, EUA, 21 al 23 de mayo de 2001.

desempeño de cada método de selección de candidatos parecía ser específico de cada yacimiento (página anterior).

El análisis de las estadísticas de producción tiende a identificar terminaciones con desempeños deficientes, en comparación con los pozos vecinos. El desempeño deficiente podría ser el resultado de un yacimiento de calidad pobre pero la validez de este método se limita a campos petroleros con una calidad de yacimiento relativamente uniforme y una producción medianamente estable.

Los métodos de inteligencia virtual tienden a seleccionar pozos que tienen terminaciones originales o procedimientos de estimulación subóptimos. Las tecnologías de reconocimiento de patrones deberían aplicarse cuando la complejidad de los yacimientos, las terminaciones y las estimulaciones es considerable.

Las curvas tipo tienden a identificar pozos candidatos basadas solamente en el potencial de producción incremental y, en consecuencia, dan más peso a los pozos más productivos de un campo petrolero. Este método debería utilizarse cuando la calidad de los datos de producción es buena y se dispone fácilmente de información petrofísica.

La aplicabilidad de cualquier proceso de selección de candidatos debería evaluarse para cada área específica en evaluación. En efecto, una metodología "ideal" puede combinar varias técnicas. Los tres esfuerzos por evaluar los métodos de selección de candidatos también indicaron que los análisis no analíticos, tales como la evaluación del régimen de producción actual y la recuperación final estimada a fin de identificar los pozos con desempeños deficientes, podrían resultar de utilidad para la selección de candidatos en ausencia de otros enfoques.

### Una evaluación de todo el campo

Antes de 1999, las operaciones de refracturamiento realizadas por Patina Oil & Gas Corporation en el campo Wattenburg apuntaban fundamentalmente a los pozos con desempeños deficientes y terminaciones con arenamientos prematuros o con fallas mecánicas durante la estimulación original. Cuando otros operadores comenzaron a refracturar sus mejores productores con resultados variables, pero generalmente alentadores, la compañía Patina puso en marcha una evaluación del potencial de refracturamiento de todo el campo.

El campo Wattenburg produce fundamentalmente del intervalo Codell. Esta arenisca fina, depositada en un ambiente de plataforma marina, es un miembro de la lutita Carlisle del Cretácico Superior. El yacimiento Codell contiene entre un 15 y un 25% de arcilla por volumen, en capas mixtas de illita y esmectita que rellenan y revisten los espacios porosos.

El intervalo productivo tiene un espesor que oscila entre 4.3 y 10.7 m [14 y 35 pies], una profundidad que varía entre 2073 y 2347 m [6800 y 7700 pies] y es continuo a través de todo el campo. La permeabilidad es inferior a 0.1 mD. La porosidad, derivada de los registros de densidad, oscila entre 8 y 20%. Inicialmente, el yacimiento estaba sobrepresionado con un gradiente de presión de aproximadamente 13.5 kPa/m [0.6 lpc/pie]. La temperatura de fondo de pozo oscila entre 110 y 121°C [230 y 250°F]. Los pozos son perforados con un espaciamiento de 162,000 m<sup>2</sup> [40 acres].

Durante 1998, Patina compiló una base de datos de 250 operaciones de refracturamiento hidráulico. Después de eliminar los pozos tratados con fluidos reticulados de borato, que resultaron un 20% menos productivos que otros

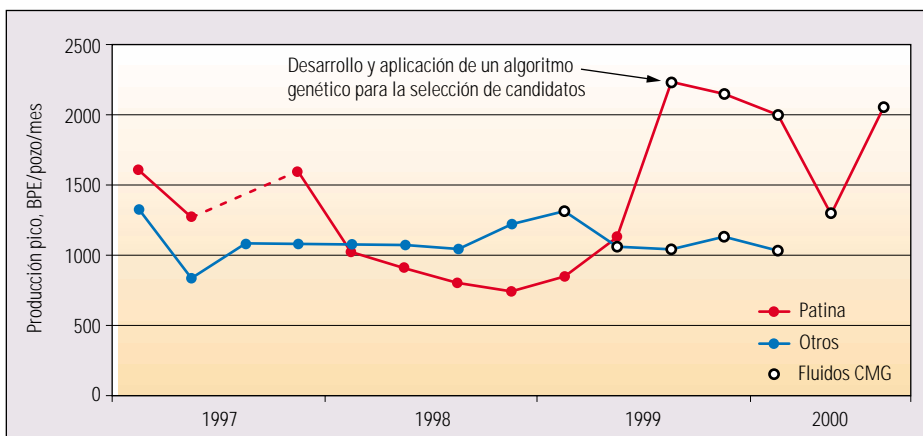
pozos, los ingenieros de la compañía se centraron en los 200 pozos restantes. Estos pozos habían sido refracturados con fluidos tipo carboximetilhidroxipropil guar (CMHPG) o hidroxipropil guar (HPG).

Una evaluación más amplia identificó 35 parámetros geológicos, de terminación y de producción discretos, relacionados con el desempeño del pozo. El análisis de regresión lineal ayudó a determinar aquellos parámetros que se correlacionaban con la producción incremental pico después del refracturamiento. Dos mejoramientos técnicos resultantes de esta evaluación de todo el campo generaron un mejoramiento de un orden de magnitud en los resultados del refracturamiento hidráulico.

El primero fue la aplicación de fluidos tipo carboximetilato guar (CMG), con menores cargas de polímero, que mantienen el transporte de apuntalante y minimizan el daño del empaque de apuntalante residual producido por el gel sin romper y sin recuperar. Los fluidos que no producen daños son particularmente importantes en el refracturamiento de formaciones de baja permeabilidad donde la saturación del gas ha crecido en el largo plazo y la presión de yacimiento puede estar reducida.

El segundo mejoramiento fue un método de selección de candidatos desarrollado por la compañía Patina que utiliza los resultados históricos de operaciones de refracturamiento hidráulico en la cuenca. Junto con los fluidos CMG, este algoritmo basado en estadísticas logró mejoras importantes en la selección de los mejores candidatos a refracturamiento (abajo, a la izquierda). La tasa de producción incremental pico promedio se duplicó prácticamente, pasando de un poco más de 1000 a aproximadamente 2000 barriles de petróleo equivalente (BPE)/pozo/mes [159 a 302 m<sup>3</sup>/pozo/mes], lo que equivalió a aproximadamente un 80% del régimen de producción inicial promedio. La tasa de retorno asociada con las inversiones en refracturamiento aumentó del 66% a más del 200%; a razón de US\$ 2.50/Mpc. Las recuperaciones incrementales estimadas aumentaron de 25 a 38 millones de barriles de petróleo equivalente por pozo [4 a 6 millones de m<sup>3</sup>/pozo].

Sólo un 3% aproximadamente de los tratamientos de refracturamiento se tradujeron en fracasos económicos, fundamentalmente porque las fracturas apuntaladas se comunicaban con la Formación Niobrara sobreyacente o con un pozo vecino. Este índice de ineficiencia puede aumentar al incrementarse la densidad de refracturamiento. El éxito general de este programa fue el resultado de la aplicación de



^ Desempeño histórico de las operaciones de refracturamiento en el campo Wattenburg, Colorado. Las aplicaciones combinadas de fluidos de estimulación tipo carboximetilato guar (CMG) y el algoritmo de selección de candidatos desarrollado por la compañía Patina Oil & Gas mejoraron considerablemente los resultados del refracturamiento hidráulico en los pozos operados por Patina.



rigurosos criterios de selección de pozos, estrictas pautas de control de calidad para los fluidos de tratamiento y prácticas operativas efectivas en el campo.

Otros operadores del área revelaron mejoras similares en la productividad, los resultados económicos y la recuperación derivados del refracturamiento.<sup>9</sup> En base a estos resultados, más de 4000 pozos de la Cuenca Piceance pueden ser candidatos a refracturamiento hidráulico. Los ingenieros de Patina continúan expandiendo su ya amplia base de datos de refracturamiento y siguen afinando el algoritmo de selección de candidatos. En ciertos casos, Patina y otros operadores del área están fracturando pozos por tercera vez con éxito.

### Criterios de selección de candidatos

El análisis de regresión lineal de Patina Oil & Gas identificó cinco variables estadísticamente significativas que fueron incorporadas en el algoritmo de selección de candidatos del campo Wattenburg (*derecha*). Aunque estadísticamente menos significativa, se agregó una sexta variable de “recuperación diferencial máxima en barriles de petróleo equivalente,” para ayudar a anticipar los resultados del refracturamiento hidráulico a los fines de la evaluación económica.

El volumen de poros, o espesor poroso, ocupado por hidrocarburos—el parámetro más significativo desde el punto de vista estadístico—es incorporado en los factores de recuperación acumulada y recuperación final. La relación gas/petróleo, que varía entre aproximadamente 900 y 6304 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> [5000 y 35,000 spc/bbl], se correlaciona con pozos de mayor recuperación de terminaciones originales y refracturadas, principalmente en las áreas centrales del campo y sus alrededores. Esto indica mayor permeabilidad relativa al gas porque el espesor de las formaciones y la permeabilidad de los yacimientos son relativamente uniformes en todo el campo.

Las terminaciones de pozos que se llevaron a cabo tanto en la Formación Codell como en la Formación Niobrara, utilizando la técnica de disparos de entrada limitada, generaron longitudes de fracturas efectivas más cortas en la Formación Codell que aquellas realizadas solamente en la Formación Codell. Los factores de recuperación acumulada y final determinados a partir de parámetros de pozos y yacimientos individuales, sumados al análisis de curvas de declinación, representaban indirectamente el grado de agotamiento y la capacidad de contraflujo y limpieza de los fluidos de tratamiento del yacimiento. Estos factores proporcionaron además una indicación acerca de si las nuevas

Rango	Parámetro	Descripción	Significancia estadística
1	Volumen de hidrocarburos, espesor poroso	Zona productiva neta para la Formación Codell, por encima de un valor de corte de densidad derivada del registro de porosidad del 10%	38%
2	Factor de recuperación acumulada	Gas acumulado recuperado, dividido por el gas original en sitio (OGIP) para un área de drenaje de 40 acres	17%
3	Terminación inicial	Prima por régimen pico asignada si el pozo fue terminado originalmente con entrada limitada en las Formaciones Codell-Niobrara	9%
4	Factor de recuperación final estimada (EUR)	EUR dividido por el OGIP para un área de drenaje de 40 acres	11%
5	Relación gas/petróleo	Relación gas/petróleo final proyectada	20%
6	Recuperación diferencial máxima, millones de barriles de petróleo equivalente	Diferencia de EUR entre el pozo en cuestión y el mejor pozo vecino, dentro de un radio de una milla de distancia del pozo en cuestión	5%

^ Algoritmo estadístico de Patina Oil & Gas. De las cinco variables significativas desde el punto de vista estadístico del algoritmo de selección de candidatos para el campo Wattenburg, “el volumen de hidrocarburos” en espesor poroso representa la calidad del yacimiento, la “terminación inicial” representa la terminación inicial y las otras tres variables—“factor de recuperación acumulada,” “factor de recuperación final estimada” y “relación gas/petróleo”—representan el desempeño del pozo. La localización del pozo no es significativa debido a la calidad relativamente uniforme del yacimiento. No obstante, las relaciones gas/petróleo más altas y, por lo tanto mejores, tienden a caer en la porción central del campo. La sexta variable “recuperación diferencial máxima” en barriles de petróleo equivalente ayuda a predecir el potencial de refracturamiento hidráulico para las evaluaciones económicas.

fracturas hidráulicas podrían reorientarse con respecto a la fractura apuntalada original (véase “Reorientación de las fracturas,” *página 52*).

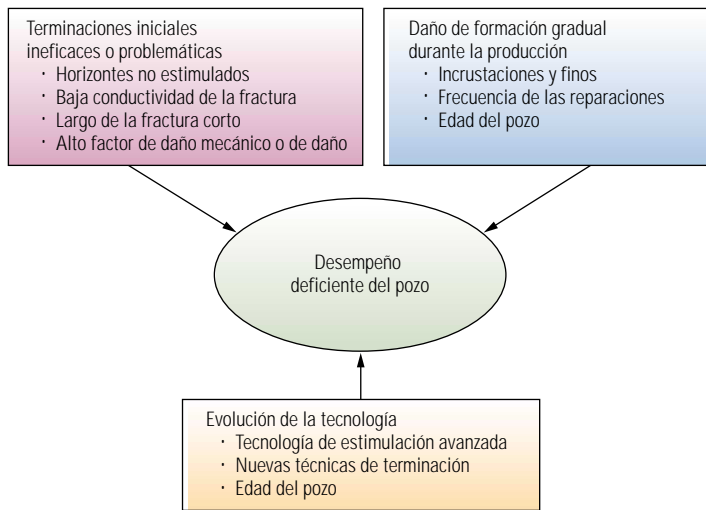
La recuperación diferencial máxima en barriles de petróleo equivalente es la diferencia en términos de recuperación final entre el pozo en cuestión y el mejor pozo existente dentro de un radio de 1.6 km [1 milla]. Este parámetro da una indicación del potencial de reservas no explorado en las inmediaciones de un pozo en cuestión. Los ingenieros eliminaron algunas variables, tales como la presencia de fallas, el tamaño del tratamiento y el intervalo disparado, que eran estadísticamente insignificantes. La localización del pozo no es importante en este campo debido a la calidad relativamente uniforme de los yacimientos.

El desempeño posterior al refracturamiento sigue sustentando la incorporación de reservas por encima de las proyecciones básicas para las terminaciones originales porque la terminación inicial en la mayoría de los pozos no drenaba efectivamente los 40 acres asignados a cada pozo en la configuración del desarrollo. Una reevaluación de 1000 tratamientos de refracturamiento indicó una buena correlación con el mejor ajuste de los resultados reales. En cierta medida, estas variables pueden ser cuantificadas para pozos individuales mediante el análisis de la producción real en términos de la caída de presión en el largo plazo, utilizando técnicas de análisis de curvas tipo de producción.

El análisis de curvas tipo de producción requiere más tiempo de análisis, pero anticipa efectivamente los resultados del refracturamiento hidráulico con mayor grado de precisión que otras técnicas estadísticas.

Si bien perduraron ciertas variaciones, en general, el algoritmo de Patina permitió clasificar con éxito el potencial de refracturamiento hidráulico en todo el campo. La variabilidad en el desempeño de los pozos refracturados parece ser el resultado de la incapacidad de los métodos estadísticos para diferenciar entre áreas de drenaje reales, diferencias en la permeabilidad de la matriz, largos de fractura efectivos de la estimulación original y el impacto de la carga de condensado líquido, o acumulación en torno a estos pozos, utilizando solamente parámetros de producción y terminación.<sup>10</sup>

El objetivo fundamental del refracturamiento es mejorar la productividad del pozo. No obstante, el refracturamiento hidráulico es viable sólo si los pozos exhiben un desempeño deficiente por problemas relacionados con la terminación, no por la calidad pobre de los yacimientos. Ni el fracturamiento ni el refracturamiento pueden convertir pozos productores marginales, situados en yacimientos pobres, en pozos eficaces. Para priorizar y seleccionar los candidatos para el refracturamiento, los ingenieros deben comprender las razones del desempeño deficiente en pozos fracturados previamente.



^ Causas potenciales del desempeño deficiente en pozos estimulados previamente. El equipo del proyecto de refracturamiento hidráulico del GTI estableció un esquema de clasificación para ayudar a diagnosticar problemas en pozos fracturados hidráulicamente cuyo desempeño no satisface las expectativas del operador. En el nivel más alto, existen tres amplias categorías: terminaciones iniciales ineficaces o problemáticas, daño de producción gradual y avances tecnológicos o técnicas en evolución, en comparación con prácticas anteriores.

### Desempeño deficiente relacionado con la terminación del pozo

Para contribuir con el diagnóstico de problemas, el proyecto del GTI de 1998 estableció un marco de referencia para clasificar los problemas de desempeño de pozos (arriba). En relación con los pozos compactos de gas, se identificaron tres problemas específicos, clasificados en orden de mayor potencial de refracturamiento hidráulico advertido:

- Zona productiva no estimulada o pasada por alto
- Conductividad insuficiente de la fractura
- Longitud insuficiente de la fractura.

Las terminaciones iniciales ineficaces o problemáticas constituyen el tipo más común de problema. A modo de ejemplo, podemos mencionar la falta de control de calidad durante los tratamientos de fracturas iniciales, el daño producido por los polímeros residuales de los fluidos de estimulación, la selección inadecuada de apuntalantes, el arenamiento prematuro, los tratamientos de fracturamiento con diseños inapropiados, la utilización de fluidos incompatibles y tratamientos de una sola etapa que dejan ciertos intervalos productivos sin estimular.

Las fracturas hidráulicas pueden perder su efectividad en los años posteriores a un tratamiento de estimulación inicial por el daño gradual que se produce durante la vida productiva de un pozo. A modo de ejemplo podemos mencionar la pérdida de la conductividad de la fractura por la trituración o el encastramiento del apuntalante en la formación y el taponamiento

del empaque con finos de formación o incrustaciones. El contraflujo del apuntalante desde la zona vecina al pozo puede permitir que las fracturas hidráulicas se cierren. Habitualmente, se dispone de poca información para identificar estos mecanismos específicos.

Los pozos que presentan este tipo de problemas tienen el mayor potencial para la aplicación de medidas de remediación mediante refracturamiento hidráulico. En pozos más antiguos, donde estos problemas ocurren con mayor frecuencia, la presión de yacimiento debe ser suficiente para justificar el refracturamiento, en términos tanto de reservas remanentes como de contraflujo adecuado de los fluidos de tratamiento. La edad del pozo puede ser el mejor indicador de daño gradual y de la posibilidad de aplicar nueva tecnología de estimulación.

El diagnóstico del daño de producción, una segunda categoría principal de problemas, suele ser difícil. El contraflujo de apuntalante, el daño causado por el fluido de tratamiento y los altos factores de daño mecánico, las frecuentes reparaciones correctivas, y las acumulaciones de finos o incrustaciones durante el inicio del flujo polifásico o la incursión de agua, son manifestaciones de problemas que se desarrollan con el tiempo. Cualquier combinación de estas situaciones puede indicar que la productividad del pozo se ha deteriorado con el paso del tiempo.

Una tercera categoría, los avances acontecidos en tecnología de terminación y estimulación, también ofrece oportunidades de refracturamiento hidráulico de pozos terminados

originalmente con tecnología más antigua. Los nuevos diseños de tratamientos, los modelos de computación avanzados, los fluidos de fracturamiento menos dañinos, los aditivos de fluidos y los apuntalantes mejorados, ayudan a crear fracturas de mayor longitud, más anchas y más conductivas. En cierto sentido, esta categoría constituye un subconjunto de las dos anteriores porque la tecnología más antigua, a menudo, es sinónimo de terminaciones iniciales menos efectivas donde se ha producido más daño gradual.

Es importante determinar qué tipos de problemas de productividad se correlacionan con los mejores candidatos a refracturamiento en un campo petrolero, área o cuenca. Los ingenieros pueden obtener información sobre problemas específicos de terminación de pozos y cómo remediarlos, revisando los legajos de pozos individuales.

Habitualmente, las zonas no estimuladas son el resultado de la utilización de técnicas de entrada limitada para lograr una acción divergente o del fracturamiento de horizontes productivos múltiples en un tratamiento de una sola etapa. Este problema, asociado con la terminación del pozo puede representar el mayor potencial de refracturamiento hidráulico por dos motivos. En primer lugar, con frecuencia, los pozos compactos de gas son terminaciones de horizontes múltiples. La tendencia es tratar múltiples intervalos en menos etapas para reducir el costo del tratamiento. En segundo lugar, la productividad mejorada de pozos mediante la estimulación de nuevas zonas casi siempre representa una incorporación de reservas incrementales; no sólo un aumento del régimen de producción y una recuperación acelerada de reservas.

Una baja relación entre las etapas de tratamiento de fracturamiento hidráulico y el volumen de apuntalante, y la cantidad y distribución de los intervalos productivos netos, constituye una indicación de las zonas potencialmente estimuladas en forma inadecuada o no estimuladas. Los levantamientos de trazadores radiactivos, las pruebas de pozos, las curvas de declinación de la producción y los registros de producción, también ayudan a diagnosticar la existencia de intervalos sin estimular o con un desempeño deficiente.

9. Shaefer y Lytle, referencia 8.

Sencenbaugh y otros, referencia 8.

10. Barnum RS, Brinkman FP, Richardson TW y Spillette AG: "Gas Condensate Reservoir Behaviour: Productivity and Recovery Reduction Due to Condensation," artículo de la SPE 30767, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 22 al 25 de octubre de 1995.

La conductividad insuficiente de una fractura apuntalada inicial representa probablemente el siguiente potencial de refracturamiento hidráulico, en orden decreciente. No obstante, la distinción entre aceleración del régimen de producción e incorporación de reservas incrementales verdaderas derivadas de la mayor conductividad resultante del refracturamiento suele ser confusa. A modo de ejemplo, se puede mencionar la resistencia insuficiente del apuntalante para la presión de cierre de fractura a la profundidad del yacimiento, decantación del apuntalante, bajas concentraciones de apuntalante y daño de los empaques de apuntalante producido por el gel parcialmente roto o sin romper.

La captura de reservas incrementales en el margen externo de un área de drenaje, a través del aumento de la longitud de la fractura, es difícil. Un tratamiento relativamente pequeño, comparado con el mayor espesor del intervalo productivo neto, suele ser indicativo de una longitud de fractura limitada. La generación de fracturas hidráulicas de mayor longitud puede ser costosa a menos que el tratamiento original fuera extremadamente pequeño. Sin embargo, si el refracturamiento hidráulico logra aumentar la longitud de la fractura y expande el área de drenaje de un pozo, la producción incremental debería representar una incorporación de reservas verdadera.

La revisión del tratamiento de fracturamiento original y del contraflujo ayuda a identificar la posibilidad de una conductividad y longitud de fractura limitadas. Los análisis de pruebas de pozos y de declinación de la producción también ayudan a diagnosticar estas condiciones. Un breve período de flujo lineal, seguido por un flujo radial después del fracturamiento indica una conductividad insuficiente o una longitud inadecuada de la fractura.

También existen oportunidades de refracturamiento como resultado del desarrollo de campos petroleros y la producción de pozos, siempre que los pozos tengan presión suficiente para el contraflujo y la producción, aun cuando se requieran fluidos de tratamiento energizados o métodos de levantamiento artificial. Además de una menor presión de poro, la reducción de la presión también implica un mayor esfuerzo efectivo, lo que se traduce en una fractura hidráulica menos ancha y una mayor extensión lateral para los mismos volúmenes de fluido de tratamiento y apuntalante.

Por otra parte, el agotamiento de los intervalos productivos aumenta el contraste de esfuerzos entre los intervalos productivos y las lititas adyacentes, lo que mejora la contención del crecimiento vertical de las fracturas y permite la generación de fracturas de mayor longitud. La

alteración del esfuerzo horizontal local también puede contribuir a la reorientación de las fracturas durante el refracturamiento hidráulico.

### Reorientación de las fracturas

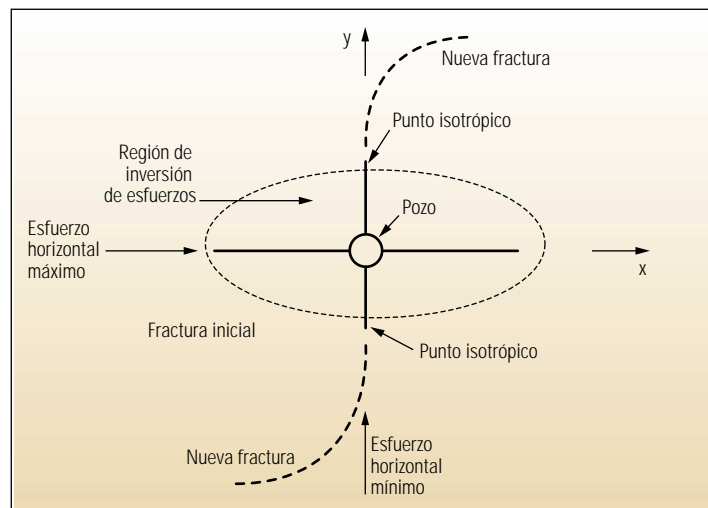
Históricamente, las operaciones de refracturamiento hidráulico constituyeron una medida correctiva aplicada en pozos que exhiben desempeños deficientes en términos de producción, con fracturas originales cortas o de baja conductividad. Sin embargo, existen numerosos ejemplos de operaciones de refracturamiento hidráulico exitosas en pozos fracturados previamente, especialmente pozos de gas que drenan capas de baja permeabilidad, que siguen exhibiendo un flujo lineal; una pendiente de 0.5 en las gráficas doble logarítmicas de presiones transitorias, que es indicativa de fracturas altamente conductivas de penetración profunda. Las pruebas de producción y el ajuste de la historia de producción, utilizando un simulador numérico que incluyó fracturas ortogonales y la anisotropía en la permeabilidad horizontal, indican una fuerte probabilidad de reorientación de las nuevas fracturas en muchos de estos pozos.

Este concepto de reorientación de las fracturas no es nuevo y ha sido modelado en experimentos de laboratorio en escala natural (1:1). Además, se ha observado reorientación de fracturas en formaciones someras blandas.<sup>11</sup>

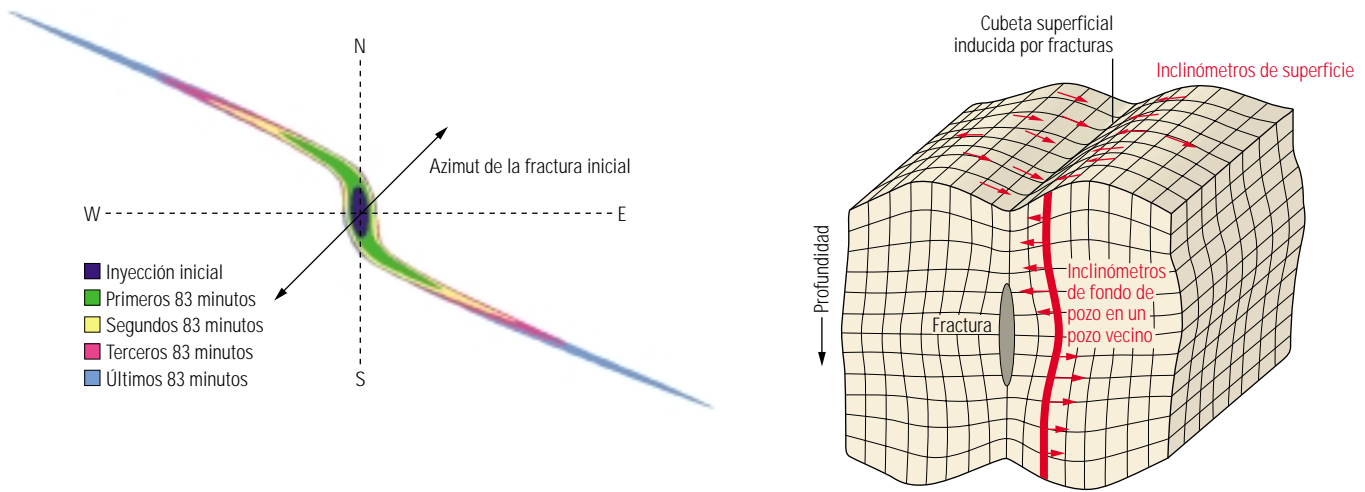
Después de un período inicial de producción, los cambios de los esfuerzos en torno a los pozos existentes con fracturamientos hidráulicos originales efectivos, pueden permitir que las nuevas fracturas se reorienten y contacten áreas de mayor presión de poro.

Las pruebas de laboratorio también han demostrado que los cambios en la presión de poro de la matriz inciden sobre la orientación de las fracturas hidráulicas en el volumen de yacimiento que media entre los pozos inyectores y productores en un yacimiento bajo inyección de agua.<sup>12</sup> Las fracturas se orientan en sentido normal, o perpendicular, al gradiente de esfuerzo más alto. Las fracturas iniciadas desde pozos productores se orientan en dirección al pozo de inyección y lo intersectan si el gradiente de esfuerzo es suficientemente alto y la anisotropía de los esfuerzos locales no es dominante.

Los cambios de presión en torno a una fractura altamente conductiva de penetración profunda también crean gradientes de esfuerzo altos, normales a la fractura inicial, que pueden provocar la reorientación de la fractura durante los tratamientos de refracturamiento hidráulico. Los cambios de los esfuerzos alcanzan un máximo y luego decrecen al aumentar el agotamiento. Se puede determinar una ventana de tiempo óptima durante la cual es conveniente realizar los tratamientos de refracturamiento.<sup>13</sup>



▲ Reorientación de esfuerzos y extensión de la fractura ortogonal. Esta sección horizontal a través de un pozo vertical muestra una fractura hidráulica original en la dirección "x" y una segunda fractura reorientada en la dirección "y". La producción de fluidos luego del emplazamiento de la fractura inicial puede provocar una redistribución local de la presión de poro en una región elíptica en expansión, en torno al pozo y a la fractura inicial. El límite de la inversión de esfuerzos es definido por los puntos isotrópicos de los esfuerzos horizontales primarios equivalentes. La reorientación de los esfuerzos y la extensión de la fractura en dirección opuesta a la fractura apuntalada inicial ayudan a explicar las respuestas de la presión durante los tratamientos de refracturamiento y los aumentos de producción no anticipados a partir de pozos refracturados con fracturas originales efectivas.



^ Desplazamiento de la formación en torno a una fractura hidráulica vertical. Inclinómetros extremadamente sensibles, colocados en una configuración radial, en la superficie, en torno a un pozo candidato a estimulación (*derecha*), pueden vigilar rutinariamente el azimut de la fractura durante los tratamientos de estimulación (*izquierda*). La geometría de la fractura es inferida midiendo las deformaciones inducidas de la roca. El campo de deformación, que irradia en todas las direcciones, también puede ser medido en el fondo del pozo mediante arreglos de inclinómetros operados con cable en pozos vecinos.

La anisotropía en la permeabilidad horizontal aumenta aún más estos cambios de esfuerzos. De un modo similar, un estudio independiente demostró que la producción de formaciones no fracturadas que tienen gran anisotropía en la permeabilidad horizontal influye en la orientación de la fractura original.<sup>14</sup>

El GTI proporcionó los fondos para que Schlumberger investigara estos conceptos en mayor detalle.<sup>15</sup> Las simulaciones numéricas efectuadas durante esta investigación proporcionaron evidencias de que se pueden formar nuevas fracturas en ángulos de hasta 90° respecto del azimut de la fractura apuntalada original ([página anterior](#)). La reorientación de las fracturas elude el

daño causado por las actividades de perforación y terminación y evita zonas de permeabilidad relativa causadas por la compactación y otras restricciones de flujo, incluyendo la condensación de líquidos de hidrocarburos, o la acumulación de condensado, en torno a un pozo.

La componente de esfuerzo horizontal paralela a una fractura inicial se reduce más rápidamente, como una función del tiempo, que la componente perpendicular. Si estos cambios de esfuerzo inducidos superan el diferencial de esfuerzo original, se iniciará una nueva fractura que se propagará a lo largo de un plano azimutal diferente al de la fractura original hasta alcanzar el límite de la región elíptica de inversión de

esfuerzos. La fractura puede continuar a lo largo del nuevo azimut, una cierta distancia más allá de este punto, según sea la solidez de la formación.

Muchos factores contribuyen a la localización del límite de inversión de esfuerzos, incluyendo la historia de producción, la permeabilidad del yacimiento, las dimensiones de las fracturas, la altura de la zona productiva, las propiedades elásticas de la zona productiva y las zonas adyacentes que actúan como barreras, así como el contraste de esfuerzos horizontales original. Estos parámetros pueden ser modelados y deberían ser considerados durante la selección de los candidatos a refracturamiento.

Las simulaciones por computadora pueden determinar la ventana de tiempo óptima para las operaciones de refracturamiento y la reorientación de las fracturas. Los pozos con fracturas originales largas en formaciones de baja permeabilidad poseen una ventana de tiempo más larga. Los períodos de cierre de la producción deberían minimizarse para mantener un alto gradiente de presión, normal a la fractura inicial. Fuera de esto, deberían aplicarse las consideraciones de diseño de fracturas estándar.

Las operaciones de refracturamiento hidráulico en la Formación Barnett Shale naturalmente fracturada, al norte de Fort Worth, Texas, EUA, son un ejemplo de la reorientación de fracturas. Estos tratamientos fueron vigilados rutinariamente con un arreglo de inclinómetros de superficie y de subsuelo ([arriba](#)).<sup>16</sup> Los resultados indicaron una significativa reorientación de las fracturas en un pozo y una reorientación oblicua en el otro pozo. La producción posterior al tratamiento aumentó sustancialmente en ambos pozos. Otros pozos refracturados en el área experimentaron aumentos similares.

11. Wright CA, Stewart DW, Emanuel MA y Wright WW: "Reorientation of Propped Refracture Treatments in the Lost Hills Field," artículo de la SPE 27896, presentado en el Encuentro Regional de Occidente de la SPE, Long Beach, California, EUA, 23 al 25 de marzo de 1994.  
Wright CA, Conant RA, Stewart DW y Byerly PM: "Reorientation of Propped Refracture Treatments," artículo de la SPE 28078, presentado en la Conferencia sobre Mecánica de Rocas en Ingeniería del Petróleo de la SPE/ISRM, Delft, Países Bajos, 29 al 31 de agosto de 1994.  
Wright CA y Conant RA: "Hydraulic Fracture Reorientation in Primary and Secondary Recovery from Low-Permeability Reservoirs," artículo de la SPE 30484, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 22 al 25 de octubre de 1995.

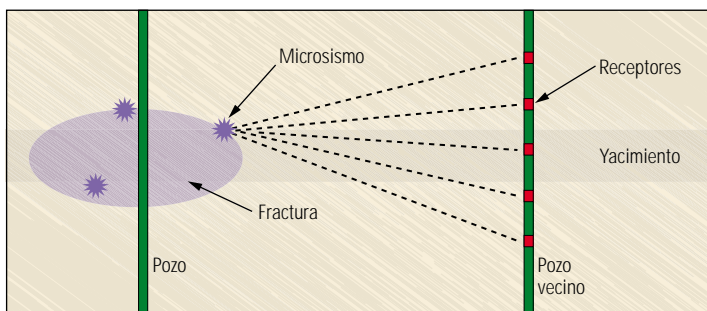
12. Bruno MS y Nakagawa FM: "Pore Pressure Influence on Tensile Propagation in Sedimentary Rock," *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts* 28, no. 4 (Julio de 1991):261-273

13. Elbel JL y Mack MG: "Refracturing: Observations and Theories," artículo de la SPE 25464, presentado en el Simposio de Operaciones de Producción de la SPE, Ciudad de Oklahoma, Oklahoma, EUA, 21 al 23 de marzo de 1993.

14. Hidayati DT, Chen H-Y y Teufel LW: "Flow-Induced Stress Reorientation in a Multiple-Well Reservoir," artículo de la SPE 71091, presentado en la Conferencia de Tecnología del Petróleo de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Keystone, Colorado, EUA, 21 al 23 de mayo de 2001.

15. Siebrits E, Elbel JL, Detournay F, Detournay-Piette C, Christianson M, Robinson BM y Diyashev IR: "Parameters Affecting Azimuth and Length of a Secondary Fracture During a Refracture Treatment," artículo de la SPE 48928, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 27 al 30 de septiembre de 1998.

16. Siebrits E, Elbel JL, Hoover RS, Diyashev IR, Griffin LG, Demetrius SL, Wright CA, Davidson BM, Steinsberger NP y Hill DG: "Refracture Reorientation Enhances Gas Production in Barnett Shale Tight Gas Wells," artículo de la SPE 63030, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 1° al 4 de octubre de 2000.  
Fisher MK, Wright CA, Davidson BM, Goodwin AK, Fielder EO, Buckler WS y Steinsberger NP: "Integrated Fracture Mapping Technologies to Optimize Stimulations in the Barnett Shale," artículo de la SPE 77441, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, EUA, 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002.  
Maxwell SC, Urbancic TI, Steinsberger N y Zinno R: "Microseismic Imaging of Hydraulic Fracture Complexity in the Barnett Shale," artículo de la SPE 77440, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, EUA, 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002.



▲ Mapeo sísmico de fracturas. La generación de imágenes microsísmicas se basa en la detección de microsismos o emisiones acústicas asociadas con el fracturamiento hidráulico o el desplazamiento inducido de fracturas preexistentes. Esta técnica utiliza sensores de tres componentes, habitualmente entre 5 y 12 geófonos o acelerómetros, en un pozo de observación vecino, para detectar estos eventos extremadamente pequeños, o microsismos. Normalmente, las operaciones de disparo efectuadas en el pozo que está siendo vigilado rutinariamente se utilizan para calibrar y orientar los sensores. A medida que se desarrolla un tratamiento, los microsismos generados por la propagación de la fractura son detectados, orientados y localizados con el yacimiento para construir un “mapa” de fracturas.

El agotamiento del yacimiento, combinado con las fracturas naturales, puede hacer que se desarrollen complejas “redes” de fracturas durante los tratamientos originales y las operaciones de refracturamiento hidráulico.

#### Un programa de refracturamiento hidráulico de lutitas gasíferas

En 1997, Mitchell Energy, ahora Devon Energy, comenzó a utilizar concentraciones de polímeros considerablemente reducidas en fluidos de tratamiento—actualmente sólo se utilizan agentes reductores de fricción a base de surfactantes—y volúmenes mucho menores de apuntalante en la Formación Barnett Shale. Estos tratamientos de fracturamiento con agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar resultaron extremadamente exitosos y son similares a los diseños utilizados por los operadores para los tratamientos de estimulación de las areniscas Cotton Valley, en la vecina Cuenca de Texas Oriental.

Actualmente se han puesto en marcha esfuerzos de desarrollo de lutitas gasíferas adicionales en otras áreas de Texas Norte y Occidental. La Formación Barnett Shale, por ejemplo, está presente en pozos de la Cuenca Fort Worth hasta la Cuenca Pérmica de Texas Occidental, de manera que las lecciones aprendidas en Texas Norte pueden ser aplicadas en miles de pozos.

Depositada en un ambiente marino profundo, la Formación Barnett Shale corresponde a fangolitas estratificadas, limolitas y escasas cantidades de caliza interestratificada con fracturas naturales abiertas y rellenas con calcita. La permeabilidad de la matriz en esta formación de lutitas finas, ricas en contenido orgánico, de edad Mississippiana, es extremadamente baja y oscila entre 0.0001 y 0.001 mD. La recuperación final estimada para un pozo típico de la Formación Barnett Shale varía entre 14.3 y 28.6 millones de m<sup>3</sup> [500 y 1000 MMpc]. Esto representa una recuperación calculada del 8 al 10 % del gas en sitio. El logro de la producción económica exige grandes tratamientos de fracturamiento.

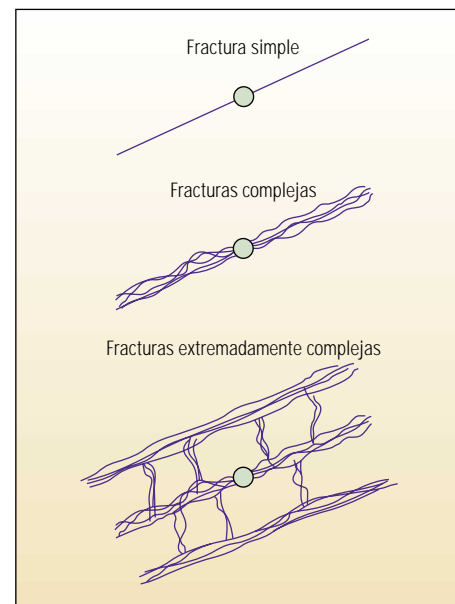
La Formación Barnett Shale yace típicamente entre la caliza Marble Falls superior y la caliza Viola inferior. En ciertas áreas, la Formación Viola es reemplazada por la dolomita Ellenburger, que no es tan competente como la Formación Viola para el confinamiento de fracturas hidráulicas. El espesor de la Formación Barnett Shale oscila entre 61 y 305 m [200 y 1000 pies], con un espesor medio de aproximadamente 152 m [500 pies] en el área principal del campo.

En 1999, el análisis de los campos de esfuerzos cercanos y lejanos en la Formación Barnett determinó que las nuevas fracturas creadas durante el refracturamiento hidráulico seguían el plano de fractura original a lo largo de una distancia corta antes de adoptar una nueva dirección.<sup>17</sup> Los recientes levantamientos microsísmicos, realizados durante los tratamientos de refracturamiento, confirman que las nuevas fracturas se propagan inicialmente en la dirección original noreste-suroeste antes de desviarse a lo largo de un nuevo azimut noroeste-sureste

(izquierda).<sup>18</sup> Además de la reorientación de las fracturas, el mapeo microsísmico, tal como el diagnóstico de la estimulación de fracturas hidráulicas StimMAP, también aporta evidencias de la existencia de fracturas complejas que contribuyen aún más a aumentar la productividad del pozo proveniente de la Formación Barnett Shale (abajo).

Los pozos de relleno perforados con un espaciamiento estrecho de 27 acres [109,300 m<sup>2</sup>] indicaron configuraciones de drenaje elípticas largas. Por lo tanto, el refracturamiento ofrece un potencial significativo de aumento de la producción de pozos y un mejoramiento de la recuperación de gas mediante la creación de nuevas fracturas que contactan otras zonas del yacimiento como resultado de su reorientación y de la creación de complejas redes de fracturas hidráulicas. Las operaciones de refracturamiento hidráulico también abordan problemas de desempeño deficiente causados por terminaciones de pozos ineficaces—fundamentalmente la terminación prematura del tratamiento original—zonas pasadas por alto o no estimuladas, y daño de producción gradual en esta formación naturalmente fracturada.

Las terminaciones en la Formación Barnett Shale se remontan a la década de 1980, cuando los tratamientos de fracturamiento y rotura con



▲ Redes de fracturas complejas. La descripción clásica simple de una fractura hidráulica es una fisura planar unitaria, de dos alas, con el pozo en el medio de las dos alas (*extremo superior*). No obstante, en ciertas formaciones, también pueden desarrollarse fracturas hidráulicas complejas (*centro*) y muy complejas (*extremo inferior*), tal como parece ser el caso de la Formación Barnett Shale naturalmente fracturada.

17. Siebrits y otros, referencia 16.

18. Fisher y otros, referencia 16.

Maxwell y otros, referencia 16.

19. Willberg DM, Steinsberger N, Hoover R, Card RJ y Queen J: “Optimization of Fracture Cleanup Using Flowback Analysis,” artículo de la SPE 39920, presentado en el Simposio Regional sobre Yacimientos de Baja Permeabilidad de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Denver, Colorado, EUA, 5 al 8 de abril de 1998.

ácidos utilizaban altas concentraciones de polímeros, fluidos con geles reticulados y concentraciones moderadas de apuntalante con rompedor de gel externo mínimo debido a la alta temperatura de la formación—unos 93°C [200°F]. Algunos de los tratamientos originales también incluían CO<sub>2</sub> o N<sub>2</sub>. Los aumentos iniciales de la producción con posterioridad al tratamiento fueron alentadores pero duraron poco tiempo. Estas prácticas continuaron durante 1990.

Los primeros tratamientos dieron como resultado una conductividad de fractura pobre debido al daño causado por la limpieza incompleta del fluido de tratamiento y la degradación del polímero, y por la harina de sílice fina utilizada como aditivo para pérdida de fluido, que quedaba en el empaque de apuntalante. Los volúmenes de tratamiento pequeños generaban longitudes de fracturas más cortas. Los datos de los registros de producción indicaban que algunas secciones de la Formación Barnett permanecían sin tratar o habían sido estimuladas en forma inadecuada y aportaban poca o ninguna producción de gas después de los tratamientos de fracturamiento originales.

El daño de terminación gradual y la degradación de la productividad resultan potencialmente en una longitud de fractura insuficiente, una limpieza del fluido de tratamiento incompleta y restricciones de la permeabilidad relativa causadas por el influjo de agua desde las formaciones inferiores. En ciertos pozos, hay eviden-

cias de acumulación de incrustaciones cuando se utiliza agua proveniente de fuentes incompatibles en tratamientos de estimulación. La degradación de la productividad también se produce al reducirse la energía del yacimiento. El análisis mediante el sistema de producción NODAL indica que debajo de aproximadamente 11,455 m<sup>3</sup>/d [400 Mpc/D], los altos niveles de fluido en el pozo restringen la producción de gas. Los métodos de levantamiento artificial ayudan a aumentar la producción de gas.

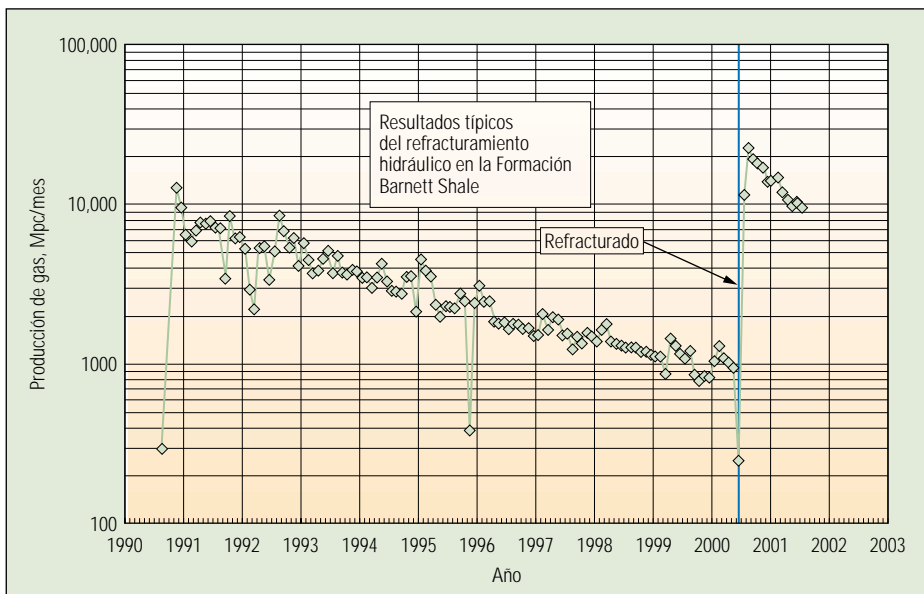
Con posterioridad a 1990, los operadores comenzaron a reducir las concentraciones de polímeros, utilizando N<sub>2</sub> como asistencia para el contraflujo, aumentando los volúmenes globales de fluido y apuntalante, y bombeando concentraciones de arena máximas de 360 kg de apuntalante agregado (kga) por cada m<sup>3</sup> [tres libras de apuntalante agregado (laa) por cada 1000 gal]. Estos cambios se implementaron en respuesta a la limitada productividad inicial y a los resultados decepcionantes de los tratamientos de estimulación. Los ingenieros aumentaron la frecuencia de utilización de los sistemas de rompedores externos, eliminando finalmente el N<sub>2</sub> y los aditivos sólidos para pérdida de fluido, tales como la harina de sílice fina. La producción incremental proveniente de estimulaciones por fracturamiento hidráulico continuó mejorando como resultado de estas tendencias en la optimización del tratamiento, lo que culminó con el surgimiento de los tratamientos con agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar en 1997.

Los operadores también comenzaron a enfocarse en el mejoramiento de las operaciones de limpieza posteriores al tratamiento. Los procedimientos anteriores eran conservadores, con tasas de contraflujo limitadas y períodos de limpieza de los fluidos de tratamiento que duraban entre 7 y 10 días. Los nuevos procedimientos reflejaban un intento más agresivo de forzar el cierre de la fractura y recuperar todo el fluido de tratamiento posible, en 2 ó 3 días.<sup>19</sup>

La evolución de las prácticas de fracturamiento, que pasaron de los geles reticulados al uso de agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar, y el mejoramiento de los procedimientos de recuperación de fluidos de tratamiento aumentaron considerablemente la producción de gas proveniente de la Formación Barnett Shale. Las operaciones de refracturamiento con grandes volúmenes de fluido y volúmenes de apuntalante menores arrojaron niveles de productividad que, en ciertos casos, son los más altos obtenidos en estos pozos (abajo, a la izquierda).

Aparentemente, la reducción y la eliminación final de sólidos en los fluidos de fracturamiento generan mejores resultados en términos de producción en formaciones de gas de baja permeabilidad. Los tratamientos con agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar constituyen actualmente la práctica aceptada para terminar pozos nuevos y refracturar terminaciones existentes en la Formación Barnett Shale. Las razones del éxito de este método no se conocen totalmente y aún están en estudio. Una posibilidad es que las facies de las fracturas no se cierren completamente una vez terminado el desplazamiento o que sean atacadas o erosionadas por los grandes tratamientos de estimulación.

Los registros de pozos avanzados, obtenidos con dispositivos tales como la herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI y la herramienta de generación de Imágenes Sónica Dipolar DSI, utilizados en conjunto con las series de herramientas de adquisición de registros de pozos estándar, proveen evaluaciones de formaciones y caracterizaciones de yacimientos más detalladas. Los perfiles de esfuerzos derivados de los registros sínicos sirven de ayuda en el diseño y la implementación de los tratamientos de etapas múltiples para asegurar la cobertura completa de la estimulación por zonas. El mayor nivel de detalle se tradujo en mejoras adicionales en las terminaciones de la Formación Barnett Shale, incluyendo la ubicación más precisa de los disparos en los intervalos identificados con fracturas naturales abiertas.

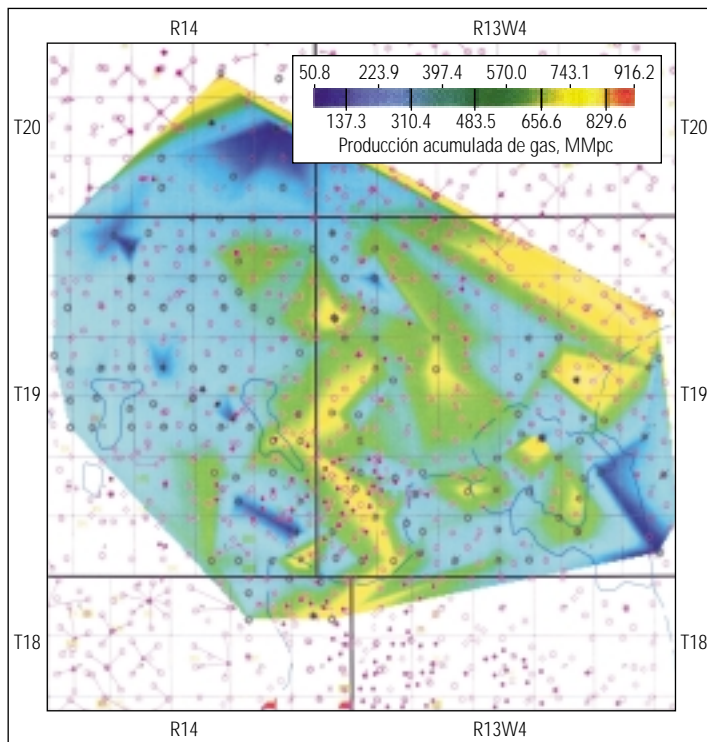


▲ Resultados típicos del refracturamiento hidráulico en un pozo perforado en la Formación Barnett Shale. La utilización de volúmenes sustanciales de agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar y escasas cantidades de apuntalante de arena para refracturar la Formación Barnett Shale, se tradujeron en productividades de pozos tanto o más eficaces que las obtenidas con la terminación original. En ciertos casos, las productividades de pozos después del refracturamiento fueron las mayores registradas en este campo petrolero.

## Un programa de refracturamiento en pozos someros de gas

Enerplus Resources Fund aumentó la producción en un factor promedio de seis mediante el refracturamiento de pozos someros de gas en las Formaciones Medicine Hat y Milk River del sureste de Alberta, Canadá. Estos resultados fueron obtenidos en un programa de estimulación consistente en 15 pozos, durante el segundo semestre de 2002. Se realizaron diez tratamientos utilizando el servicio de estimulación mediante tubería flexible CoilFRAC.<sup>20</sup> La técnica CoilFRAC utilizó una herramienta de aislamiento selectiva que permitió aislar y estimular selectivamente los intervalos disparados individuales. En los otros cinco pozos se utilizó cañería articulada y una unidad para entubar bajo presión en lugar de la tubería flexible (CT, por sus siglas en inglés). Estas estimulaciones operadas con tubería flexible y con unidades para entubar bajo presión, ayudaron a optimizar los tratamientos de fracturamiento y facilitaron la terminación y la estimulación de zonas pasadas por alto.

Terminados inicialmente en la década de 1970, los pozos verticales perforados en las Formaciones Medicine Hat y Milk River producen desde profundidades de 300 a 500 m [984 a 1640 pies]. Los intervalos productores corresponden a areniscas estratificadas con un alto contenido de lutitas que se fracturan fácilmente. Estos pozos fueron fracturados originalmente mediante el bombeo de fluidos y apuntalantes a través de la tubería de revestimiento en una operación de una sola etapa, con esferitas de obturación para



^ Criterios de refracturamiento hidráulico de pozos someros de gas. Dado que las pruebas y el análisis de presiones transitorias resultaban muy costosos y no eran económicamente prácticos para este proyecto, Enerplus Resources Fund optó por los datos de producción como el mejor indicador relativo de daño gradual, conectividad y eficacia de la estimulación original. Se trazaron las curvas de contorno de los datos de producción acumulada de gas y se codificaron en colores utilizando un programa de computación de mapeo del gas. Esto permitió a los ingenieros identificar y seleccionar fácilmente los candidatos a refracturamiento en áreas con factores de recuperación más bajos (azul).

la derivación del tratamiento a través de los múltiples grupos de disparos. Para seleccionar los candidatos a refracturamiento hidráulico, los ingenieros buscaron una relación entre la eficacia de la fractura original y la producción actual.

Estos pozos fueron terminados inicialmente en un período de dos años, de manera que la producción acumulada se normaliza al cabo de 30 años. El análisis indicó que la producción promedio en los primeros tres meses posteriores a la terminación original era directamente proporcional a la producción de gas acumulada en un período de 30 años. Por otra parte, los gastos de gas y la eficacia de la estimulación están relacionados, de manera que la eficacia de la estimulación es directamente proporcional a la producción acumulada.

Las terminaciones con menos producción acumulada de gas que la de los pozos cercanos fueron identificadas como candidatas a refracturamiento (arriba). Otras de las consideraciones contempladas fueron la producción promedio en los primeros tres meses posteriores a la terminación inicial, el largo de los intervalos productivos, la distancia vertical entre los inter-

valos disparados y el régimen de producción actual. Los pozos con regímenes de producción actualmente económicos de más de 716 m<sup>3</sup>/d [25 Mpc/D] fueron eliminados como candidatos para el refracturamiento.

Los intervalos de más de 7 m [23 pies] fueron descartados como candidatos a la aplicación de CoilFRAC. Las operaciones con unidades para entubar bajo presión permitieron largos de las herramientas de aislamiento selectivo mayores, de hasta aproximadamente 15 m [49 pies]. Adicionalmente, debido al riesgo de que las fracturas crecieran verticalmente en los intervalos adyacentes, también se eliminaron los intervalos con espaciamientos de menos de 10 m [33 pies] aproximadamente.

El largo de las zonas disparadas individualmente, fracturadas con tubería flexible, oscilaba entre 0.9 m y 6.1 m [3 y 20 pies] con cuatro a siete zonas tratadas en cada pozo. El largo disparado de las zonas fracturadas utilizando unidades para entubar bajo presión variaba entre 3 m y 14 m [9.8 y 45.9 pies]. La cantidad de zonas tratadas osciló entre dos y cuatro zonas por pozo.

20. Degenhardt KF, Stevenson J, Gale B, González D, Hall S, Marsh J y Zemlak W: "Aislamiento y estimulación selectivos," *Oilfield Review* 13, no. 3 (Invierno de 2001/2002): 60-80.

21. Lemp S, Zemlak W y McCollum R: "An Economical Shallow-Gas Fracturing Technique Utilizing a Coiled Tubing Conduit," artículo de la SPE 46031, presentado en la Mesa Redonda sobre Tubería Flexible de la SPE/ICoTA, Houston, Texas, EUA, 15 al 16 de abril de 1998.

Zemlak W, Lemp S y McCollum R: "Selective Hydraulic Fracturing of Multiple Perforated Intervals with a Coiled Tubing Conduit: A Case History of the Unique Process, Economic Impact and Related Production Improvements," artículo de la SPE 54474, presentado en la Mesa Redonda sobre Tubería Flexible de la SPE/ICoTA, Houston, Texas, EUA, 25 al 26 de mayo de 1999.

Marsh J, Zemlak WM y Pipchuk P: "Economic Fracturing of Bypassed Pay: A Direct Comparison of Conventional and Coiled Tubing Placement Techniques," artículo de la SPE 60313, presentado en el Simposio Regional sobre Yacimientos de Baja Permeabilidad de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Denver, Colorado, EUA, 12 al 15 de marzo de 2000.

22. Bastian P: "Short Shut-in Well Test Analysis for Verifying Restimulation Potential," presentado en las Jornadas sobre GRI/ refracturamiento hidráulico, Denver, Colorado, EUA, 15 de marzo de 1999.

Huang H, Bastian PA y Hopkins CW: "A New Short Shut-In Time Testing Method for Determining Stimulation Effectiveness in Low Permeability Gas Reservoir," Informe de Actualidad, Contrato No. 5097-210-4090, Instituto de Investigación del Gas, Chicago, Illinois, EUA (Noviembre de 2000).

Debido a la edad de estos pozos, se adoptaron precauciones para evitar posibles fallas mecánicas. Se controlaron los flujos a la superficie a través de las aberturas de las tuberías de revestimiento; y cualquier indicación de migración de gas hacia la superficie eliminaba al pozo como candidato. Se bajó un raspador para tubería de revestimiento en todos los pozos a fin de eliminar cualquier restricción del pozo y verificar el diámetro interno mínimo.

Los intervalos escogidos para el refracturamiento hidráulico fueron redisparados a fin de asegurar la inyectividad y mejorar la eficacia del tratamiento. Debido a la falta de registros actualizados, los intervalos existentes fueron redisparados a las mismas profundidades y con las mismas longitudes que los disparos iniciales. Las evaluaciones de pozos previas al tratamiento confirmaron el largo de los intervalos y la calidad de la arenisca a partir de los registros de rayos gamma. En cuatro pozos estimulados mediante la tubería flexible, se dispararon intervalos productivos netos adicionales derivados de los registros existentes.

La producción acumulada y los regímenes de producción actuales resultaron efectivos para la selección de los candidatos a refracturamiento hidráulico. El refracturamiento se tradujo en un aumento promedio de la producción por pozo de aproximadamente seis veces con respecto al régimen de producción previo a la estimulación. Con posterioridad al fracturamiento, seis de los 15 pozos mostraron regímenes promedio más altos que los registrados en el momento de la terminación inicial; cuatro pozos produjeron dentro del 25% de sus tasas a los tres meses de la terminación original en la década de 1970. Este nivel de aumento sustancial de la productividad es aún más impresionante si se analiza en el contexto de casi 30 años de producción y más de 100 lpc [689 kPa] de reducción de presión (derecha).

Estos resultados coinciden con las evaluaciones documentadas de otros tratamientos CoilFRAC efectuados en el área desde el año 1997.<sup>21</sup> La producción promedio de los pozos fracturados con tubería flexible fue levemente superior a la obtenida con los tratamientos realizados con unidades para entubar bajo presión. Esto reafirma el hecho de que el fracturamiento de varios intervalos pequeños arroja mejores regímenes de producción que el fracturamiento de unos pocos intervalos más grandes. Por otra parte, el fracturamiento efectuado con tubería flexible cuesta aproximadamente un 10% menos que los tratamientos con unidades para entubar bajo presión.

### Análisis de pruebas de pozos con tiempos de cierre cortos

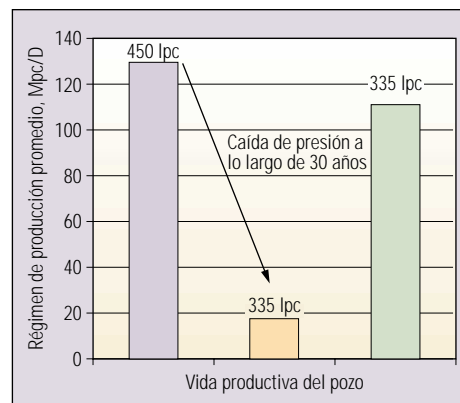
Para determinar la forma en que debería responder un pozo al refracturamiento es preciso conocer el tratamiento de fracturamiento original y el estado actual del tratamiento de estimulación del pozo; longitud y conductividad de la fractura. Otro de los objetivos del proyecto de refracturamiento hidráulico llevado a cabo por el GTI en el año 1998 fue desarrollar un método de prueba de pozo para verificar el potencial de refracturamiento hidráulico de los pozos de yacimientos de gas de baja permeabilidad.

En yacimientos de baja permeabilidad, se requieren tiempos de cierre largos—que a veces implican varios días, semanas o incluso meses—para obtener una caracterización de yacimientos y fracturas única a partir de un análisis de prueba de presiones transitorias de pozos, habitualmente una prueba de incremento de presión. Por ello, la mayoría de los operadores sostienen

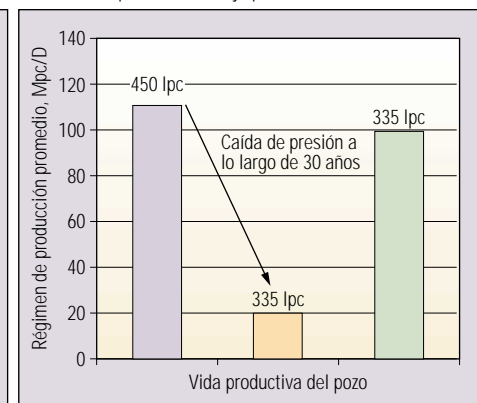
que los altos costos que implican la implementación de estas pruebas y las pérdidas de tiempo de producción asociadas con las mismas son inaceptables. En consecuencia, si el objetivo es sólo verificar que un pozo requiere estimulación, quizás no sea necesaria una solución única para las pruebas de pozo.

Schlumberger desarrolló el método de interpretación de tiempo de cierre corto (SSTI, por sus siglas en inglés) para obtener datos de pruebas de pozos interpretables en pozos de yacimientos de gas baja permeabilidad.<sup>22</sup> Esta nueva técnica, aplicable en yacimientos nuevos o agotados, utiliza datos iniciales de presiones transitorias para estimar los probables rangos de permeabilidad del yacimiento y de la longitud de la fractura. El método SSTI resulta especialmente efectivo en formaciones de baja permeabilidad, en yacimientos de gas de baja permeabilidad y en pozos con grandes volúmenes de almacenamiento.

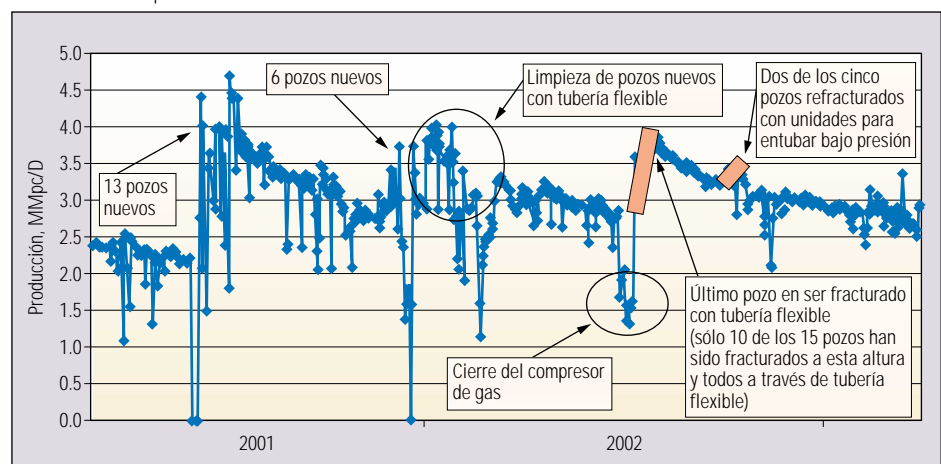
Régimen de producción promedio para operaciones de refracturamiento hidráulico CoilFRAC



Régimen de producción promedio para operaciones de refracturamiento hidráulico con unidades para entubar bajo presión

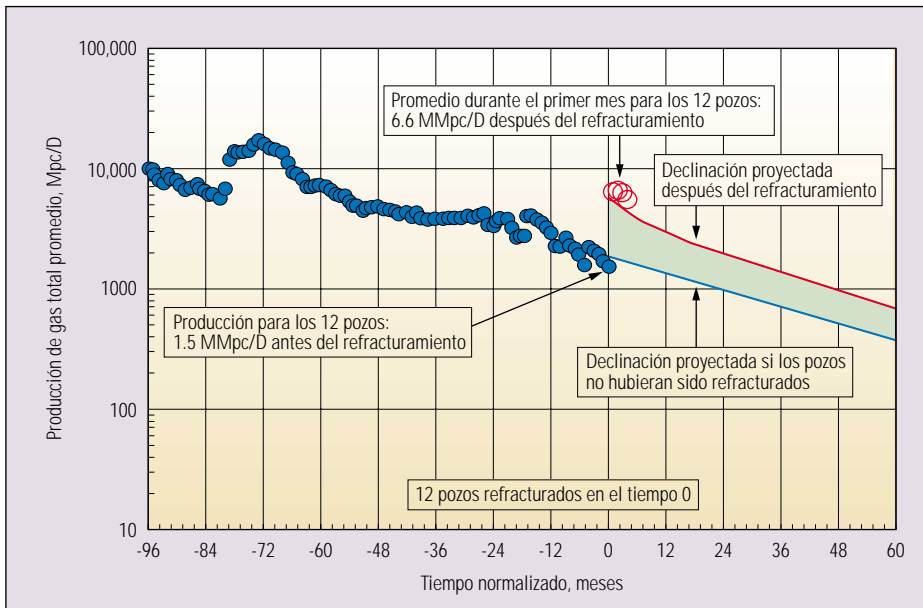


Producción del campo



Resultados del refracturamiento hidráulico de pozos someros de gas. El refracturamiento de pozos someros en las formaciones gasíferas Medicine Hat y Milk River se tradujo en aumentos significativos de la producción, aun después de que los pozos hubieran estado en producción durante más de 30 años. Enerplus Resources Fund utilizó tanto la técnica de estimulación a través de la tubería flexible como la técnica operada con tubería de producción utilizando una unidad para entubar bajo presión.





▲ Resultados del refracturamiento realizado por Kerr-McGee en Texas Sur.

Este enfoque no constituye una determinación cuantitativa de las propiedades del yacimiento y de la eficacia de la estimulación pero tampoco es totalmente cualitativo. El método SSTI define valores inferiores y superiores tanto para la permeabilidad del yacimiento como para la longitud de la fractura en puntos críticos durante el desarrollo de una prueba de pozo. Mediante la provisión de un rango de resultados en vez de múltiples conjuntos de soluciones no únicas, esta determinación rápida y simple reduce la incertidumbre y la ausencia de unicidad, si se compara con las interpretaciones convencionales.

En pocas horas, y generalmente en menos de tres días, se obtienen estimaciones razonablemente buenas de las propiedades de los yacimientos. Esto reduce significativamente el costo de las pruebas de pozos, en términos de equipos, servicios y producción demorada. La identificación del flujo radial o lineal en un pozo proporciona una buena indicación de la eficacia o ineficacia de la fractura apuntalada actual. El enfoque SSTI está sujeto a limitaciones en los yacimientos compuestos de varios horizontes (multicapa), pero a menudo los ingenieros pueden utilizar estos resultados para determinar si un pozo debería ser reestimulado.

El proyecto del GTI incluyó un programa de pruebas de pozos en la Formación Frontier de la Unidad North Labarge, Condados de Sublette y Lincoln, Wyoming, EUA, para validar los candidatos a refracturamiento hidráulico seleccionados por los tres métodos del GTI; estadísticas de producción, reconocimiento de patrones y curvas tipo. El método SSTI fue aplicado para determi-

nar la eficacia del tratamiento de fracturamiento hidráulico original aplicado en los pozos de este sitio de prueba. El éxito de la aplicación en varios pozos de gas del área Frontier demostró el potencial del método SSTI, pero las dificultades asociadas con la calidad y adquisición de datos entorpeció el análisis completo de los datos de pruebas de pozos.

Las interpretaciones realizadas utilizando el método SSTI requieren datos precisos de alta calidad. Las mediciones de fondo de pozo con medidores electrónicos precisos y muestreo de datos frecuente ayudan a capturar el nivel de detalle requerido. Los dispositivos de cierre de fondo de pozo reducen los efectos de almacenamiento del pozo y aceleran el inicio del flujo lineal. La interpretación de estas pruebas se efectúa utilizando los tiempos de pruebas comprendidos entre el comienzo y el final del flujo lineal. El método SSTI también es aplicable en pruebas de pozos convencionales.

#### Evaluación del mejoramiento de la producción

En marzo de 2002, Kerr-McGee Corporation y Schlumberger comenzaron a trabajar en conjunto para mejorar la producción proveniente de yacimientos de gas maduros o "marginales," situados en Texas Sur. Estos esfuerzos son el resultado de una evaluación de yacimientos integral realizada por Schlumberger para comprender mejor las tendencias de terminación y producción registradas en la Cuenca Vicksburg. Iniciado en el otoño de 2001, este estudio proactivo se concentró en las áreas donde la aplicación de nuevas tecnologías y téc-

nicas produciría el mayor impacto y, a su vez, ayudaría a los operadores a producir gas en forma más económica.

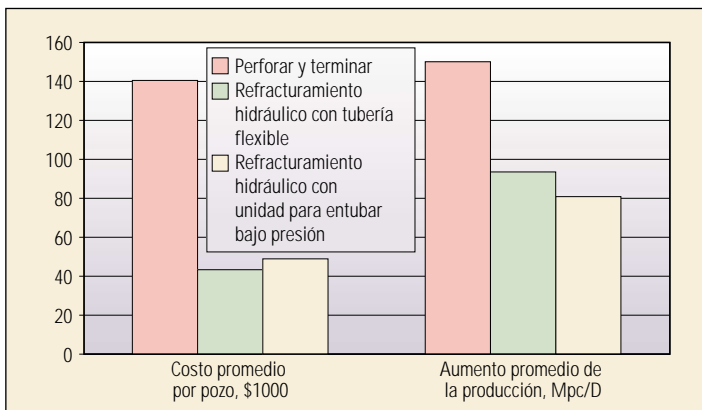
El objetivo era conocer cómo las prácticas geológicas, petrofísicas y de terminación de pozos inciden en el desempeño del pozo. Este estudio de la Cuenca Vicksburg permitió identificar pozos con desempeños deficientes y determinar tecnologías específicas, tales como las herramientas de evaluación de formaciones avanzadas, así como mejorar las prácticas de terminación de pozos y las técnicas de refracturamiento hidráulico que podrían incidir sustancialmente en la productividad del pozo.

El equipo de estudio recolectó e interpretó información clave, incluyendo registros de pozos y datos relacionados con prácticas de estimulación por fracturamiento hidráulico. Luego combinó los elementos de los procesos patentados, tanto de rutina como avanzados, en una secuencia de tareas integrada que identificó numerosas oportunidades de refracturamiento.

Los elementos clave de esta secuencia de tareas fueron la técnica Moving Domain para la evaluación rápida de las propiedades productoras, el desarrollo de un modelo petrofísico específico destinado a identificar zonas de gas pasadas por alto y técnicas para evaluar y mitigar riesgos. El análisis Moving Domain es un análisis de datos de producción basado en estadísticas para identificar áreas con potencial para perforación de pozos de relleno, nuevas terminaciones y nuevas estimulaciones.

Como resultado de los esfuerzos del equipo del proyecto, Kerr-McGee refracturó 12 pozos durante el año 2002. Inicialmente, esta campaña de refracturamiento incorporó 157.5 millones de m<sup>3</sup> [5500 MMpc] de reservas de gas recuperables incrementales (arriba, a la izquierda). Esto equivale a US\$ 600,000 de ingresos por mes, a razón de US\$ 4/Mpc de gas, lo que aumentó el flujo de fondos bruto de Kerr-McGee en unos US\$ 8.5 millones en el año 2002. Hasta la fecha, el éxito del programa ha aumentado aún más en el año 2003 con 103.1 millones de m<sup>3</sup> [3600 MMpc] de gas recuperable para los primeros cuatro pozos solamente. Entre 2002 y 2003, los costos de desarrollo también se redujeron en más de un 40% mediante el mejoramiento de la evaluación y la mitigación de riesgos.

Schlumberger trabaja con Kerr-McGee en varias localizaciones geográficas para facilitar la ejecución del proyecto. Los resultados del trabajo realizado en cada pozo están publicados en un Informe de Decisiones basadas en la Información Adecuada (IDR, por sus siglas en inglés) que incluye propiedades de yacimientos derivadas del modelo petrofísico específico de la



^ Economía de refracturamiento. En pozos someros de gas, como los de las Formaciones Medicine Hat y Milk River del sureste de Alberta, Canadá, la refracturamiento hidráulico de pozos existentes cuesta menos (*izquierda*) y proporciona producción incremental a un costo unitario más bajo (*derecha*) que el de la perforación y terminación de pozos nuevos. En cierta medida, sucede lo mismo con los pozos actualmente en producción en muchos otros campos petroleros, especialmente aquellos perforados en yacimientos más profundos de baja permeabilidad.

Cuenca Vicksburg, el programa de computación de diseño y análisis de tratamientos de fracturamiento FracCADE, el programa de computación de análisis de pozos ProCADE, y predicciones de gastos y características de producción claves obtenidas del análisis Moving Domain.

Estos resultados se exhiben luego electrónicamente utilizando el sistema de control y entrega de datos en tiempo real InterACT y se ponen a disposición del personal de Schlumberger y Kerr-McGee que participa del proyecto. Las actuales capacidades de teleconferencia y las herramientas de colaboración, tales como el programa de computación InterACT que permite la revisión y evaluación de los resultados del proyecto a medida que se dispone de ellos, facilitan esta interacción y colaboración de parte del equipo del proyecto.

Un gerente de proyecto de Schlumberger, ubicado en las oficinas de Kerr-McGee, coordina las operaciones que incluyen desde el trabajo de diagnóstico inicial—pruebas de incremento de presión y registros de producción—hasta los diseños de operaciones de refracturamiento reales, su ejecución, su vigilancia rutinaria en tiempo real y las evaluaciones posteriores al tratamiento.

Reconociendo el valor de una relación de colaboración con Schlumberger, que incluye un gran equipo de especialistas a lo largo de toda la duración del proyecto, Kerr-McGee identificó recientemente otras oportunidades de campos marginales para la evaluación conjunta.

### Operaciones de refracturamiento hidráulico

Con el crecimiento diario de la demanda mundial de petróleo, las operaciones de refracturamiento hidráulico de pozos cobran cada vez más importancia. Las importantes mejoras obtenidas en la productividad a cambio de una inversión relativamente baja hacen del fracturamiento hidráulico, ya sea como tratamiento inicial o como operaciones de refracturamiento hidráulico, una de las técnicas de mejoramiento de la producción más atractivas desde el punto de vista económico.<sup>23</sup>

La estimulación por fracturamiento hidráulico durante la terminación inicial o en una etapa posterior de la vida productiva de un pozo elude el daño en la zona vecina al pozo y aumenta la conectividad con el yacimiento. La práctica de refracturamiento comenzó inmediatamente después de la introducción del fracturamiento hidráulico, aproximadamente en el año 1947, pero las primeras aplicaciones

demandaban un esfuerzo considerable para diagnosticar problemas y seleccionar pozos candidatos, arrojando resultados mixtos. Desde los estudios del GTI de 1996 y 1998, y las pruebas de campo asociadas, hasta el éxito continuo de las operaciones de refracturamiento hidráulico en América del Norte y en otras áreas, incluyendo China, Argelia, Brasil y Rusia, resulta claro que en todo el mundo existe un importante potencial de refracturamiento, incluso en los campos petroleros maduros.<sup>24</sup>

En muchos casos, el refracturamiento es mucho menos costoso que un pozo de desarrollo nuevo y puede complementar a la perforación de pozos de relleno, con escasa erogación de capital, especialmente en yacimientos profundos de baja permeabilidad. Esto se pone de manifiesto incluso en los pozos someros de gas de Canadá (*izquierda*). No obstante, la economía del refracturamiento hidráulico es sumamente sensible a una adecuada selección de candidatos. Errores de cálculo relativamente secundarios pueden convertir un proyecto potencialmente redituable en un emprendimiento infructuoso.

Básicamente, los candidatos a refracturamiento son seleccionados de la misma forma que los candidatos a fracturamiento inicial, salvo por el hecho de que puede haber mucha mayor cantidad de datos con los que trabajar. Numerosas metodologías emergentes, incluyendo las gráficas de interrelación multidimensionales y los mapas autoorganizados, ofrecen a los operadores grandes bases de datos que contienen cientos de pozos diferentes, parámetros de entrada y variados criterios de fracturamiento. En general, estas técnicas corresponden a la categoría de minería de datos (extracción de información oculta y predecible de grandes bases de datos) y descubrimiento de conocimientos.<sup>25</sup>

Schlumberger también continúa desarrollando y refinando métodos de selección de candidatos a fracturamiento. Utilizando el análisis Moving Domain, por ejemplo, Schlumberger está evaluando diversas formas de utilizar las historias de producción de pozos vecinos para seleccionar candidatos a refracturamiento con alto potencial. Aplicado en forma sensata, el refracturamiento ha demostrado ser efectivo para la explotación de reservas incrementales y los beneficios financieros que las mismas representan, particularmente en el entorno comercial desafiante del mundo actual. Estos tipos de operaciones de refracturamiento hidráulico de pozos constituyen un medio viable y económicamente atractivo de mejorar el retorno económico para los operadores que deseen aplicar nuevos métodos y tecnologías relacionados. —MET

23. Bradley HB: *Petroleum Engineering Handbook*. Richardson, Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers (1992): 55-1-55-12.  
Economides MJ y Nolte KG: *Reservoir Stimulation*, Tercera Edición, West Sussex, Inglaterra: John Wiley & Sons Ltd. (2000): 5-1-5-28.  
Duda JR, Boyer II CM, Delozier D, Merriam GR, Frantz Jr JH y Zuber MD: "Hydraulic Fracturing: The Forgotten Key to Natural Gas Supply," artículo de la SPE 75712, presentado en el Simposio de Tecnología del Gas de la SPE, Calgary, Alberta, Canadá, 30 de abril al 2 de mayo de 2002.

24. Pospisil y otros, referencia 3.  
Olson, referencia 3.  
Wright y Conant, referencia 11.  
Marquardt MB, van Batenburg D y Belhaouas R: "Production Gains from Re-Fracturing Treatments in Hassi Messaoud, Algeria," artículo de la SPE 65186, presentado en la Conferencia Europea del Petróleo de la SPE, París, Francia, 24 al 25 de octubre de 2000.

25. Oberwinkler C y Economides MJ: "The Definitive Identification of Candidate Wells for Refracturing," artículo de la SPE 84211, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, Colorado, EUA, 5 al 8 de octubre de 2003.