

Terminaciones con emisiones reducidas (REC) para pozos de gas natural fracturados hidráulicamente



Sumario

En los últimos años la industria del gas natural ha desarrollado reservas no convencionales de gas natural más tecnológicamente desafiantes, tales como arenas compactas (tight sands), esquistos (shale) y metano de capa de carbón. La terminación de los pozos nuevos y la reparación (workover) de los existentes en estas formaciones cerradas suelen incluir la fracturación hidráulica del reservorio para aumentar la productividad del pozo. Se informa que la fracturación hidráulica está comenzando a ser llevada a cabo en algunos reservorios convencionales también. La remoción de agua y de agentes de sostén (generalmente arena) durante la terminación y limpieza puede generar fugas importantes de gas natural y, en consecuencia, emisiones de metano a la atmósfera. El *U.S. Inventory of Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990 - 2009* estima que se ventean o queman 68 billones de pies cúbicos (Bcf) anualmente de terminaciones y workovers no convencionales.

Las Terminaciones con Emisiones Reducidas (RECs) - también conocidas como terminaciones con quemadas reducidas o terminaciones verdes—es un término usado para describir una práctica alternativa que captura el gas producido durante las terminaciones de pozo y los

workovers que le siguen a la fracturación hidráulica. Se lleva equipo portátil al sitio para separar el gas de los sólidos y líquidos producidos durante el flujo de retorno de alta velocidad, y se produce gas que puede ser enviado a la cañería de venta. Las RECs ayudan a reducir emisiones de metano, de VOC y de HAP durante la limpieza y pueden eliminar o cuando menos reducir la necesidad de la quema.

Las RECs se han vuelto una práctica común entre los socios del Programa Natural Gas STAR. Un total de 13 socios han reducido las emisiones en la terminación. Las RECs se han convertido en una importantísima fuente de reducciones de emisiones de metano desde el año 2000. Entre el 2000 y el 2009 las reducciones de emisiones usando las RECs (según lo informado a Natural Gas STAR) se han incrementado de 200 MMcf (millones de pies cúbicos) a más de 218,000 MMcf. Esto significa un ingreso adicional en las ventas de más de \$1.5 billones entre 2000 y 2009 (asumiendo los precios del gas a \$7/Mcf).

Fundamentos tecnológicos

La mayor demanda y el precio más alto del gas natural han hecho que se perforen más pozos en reservorios más caros y más tecnológicamente desafiantes, incluyendo aquellos en formaciones de baja porosidad (compactas).

Beneficios económicos y ambientales

Método para reducir pérdidas de gas natural	Volumen de ahorros de gas natural (Mcf)	Valor de ahorros de gas natural (\$)			Ahorros adicionales (\$)	Costo de implementación (\$)	Otros costos (\$)	Retorno (Meses)		
		\$3 por Mcf	\$5 por Mcf	\$7 por Mcf				\$3 por Mcf	\$5 por Mcf	\$7 por Mcf
Programa anual equipo REC comprado	270,000 por año	\$810,000 por año	\$1,350,000 por año	\$1,890,000 por año	\$175,000 por año	\$500,000	\$121,250 por año	6	4	3
Incremental por servicio REC contratado	10,800 por terminación	\$32,400 por terminación	\$54,000 por terminación	\$75,600 por terminación	\$6,930 por terminación	\$32,400	\$600 por terminación	Inmediato	Inmediato	Inmediato

Presunciones generales:

^a Asumiendo 9 días por terminación, 1,200 Mcf de ahorros de gas por pozo, 11 barriles de condensado recuperados por día por pozo, y costo de \$3,600 por pozo por día para servicios contratados.

^b Asumiendo \$70 por barril de condensado.

^c Basado en un programa anual de REC de 25 terminaciones por año.

Terminaciones con emisiones reducidas (REC)

(Continuación)

Las mencionadas demandas y precios justifican los esfuerzos adicionales para estimular la producción de pozos existentes en reservorios compactos donde los promedios de presión en el pozo y de la producción de gas han declinado, un proceso conocido como reparaciones de pozo (workover) o re-trabajar el pozo. En ambos casos, terminaciones en nuevos pozos en formaciones compactas y workovers en pozos ya existentes, una técnica para mejorar la producción de gas es fracturar la roca del reservorio con agua a muy alta presión que contenga un agente de sostén (generalmente arena) que mantiene las fracturas "apoyadas abiertas" luego de que se reduce la presión del agua. Dependiendo de la profundidad del pozo, este trabajo se lleva a cabo en varias etapas, completando generalmente una zona de 200 a 250 pies por etapa.

A estos pozos nuevos y a los de "workover" se los termina produciendo los fluidos a alta velocidad para elevar hacia la superficie la arena en exceso y limpiar el orificio del pozo y la formación para incrementar el caudal. Normalmente el separador de gas/líquido instalado para el caudal normal no está diseñado para estos caudales más altos y flujo de tres fases (gas, líquido, y arena). En consecuencia, una práctica común para este paso inicial de terminación del pozo ha sido el producirlo a una pileta o tanques donde se capture el agua, los hidrocarburos líquidos y la arena y el gas se vende a la atmósfera o se quema. La terminación puede durar de un día a varias semanas, y durante la misma puede liberarse a la atmósfera o quemarse una cantidad importante de gas. El testeo de los niveles de producción toma lugar durante la terminación del pozo, y puede ser necesario repetir el proceso de fractura para

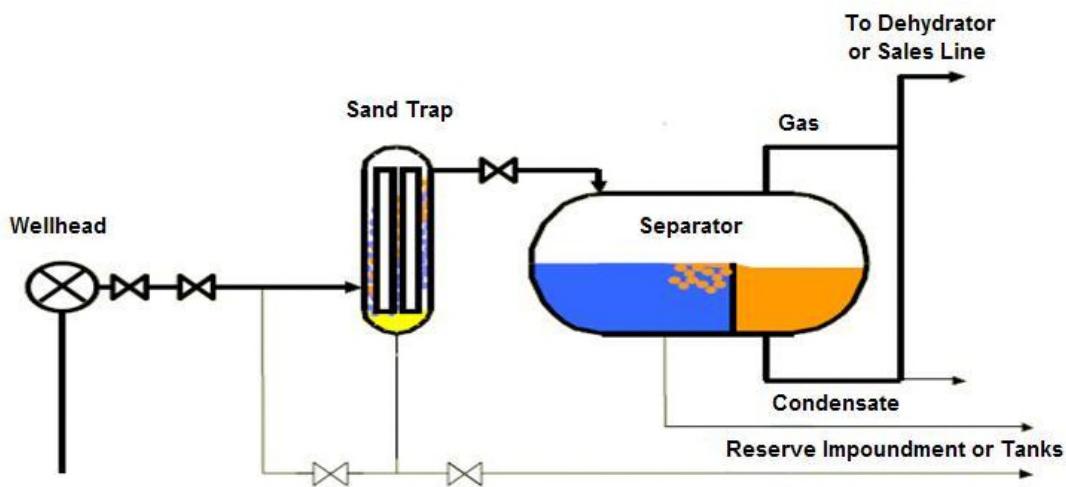
lograr los niveles de producción deseados para un pozo en particular.

El gas natural perdido durante la terminación y el testeо puede llegar a ser de hasta 25 millones de pies cúbicos (MMcf) por pozo dependiendo de los promedios de producción del mismo, del número de zonas terminadas y del tiempo que lleva completar cada zona. Este gas normalmente no es procesado y puede contener compuestos orgánicos volátiles (VOCs), y contaminantes de aire peligrosos (HAPs) junto con metano. La quema puede eliminar la mayor parte de las emisiones de metano, VOC y HAP, pero en general se prefiere no utilizar este método cuando el pozo se encuentra en áreas residenciales o cuando existe el riesgo de incendio de pastizales o de bosques. Más aún, la quema puede liberar a la atmósfera más dióxido de carbono y otros contaminantes (SO_x, NO_x, PM y CO).

Los socios de Natural Gas STAR han efectuado RECs que recuperan gran parte del gas que normalmente se vende o quema durante el proceso de terminación. Esto implica instalar equipo portátil que está diseñado y dimensionado especialmente para el alto porcentaje inicial de agua, arena y gas que fluye hacia atrás durante la terminación. El objetivo es capturar y entregar el gas a la línea de venta en lugar de vender o quemar el gas.

Se utilizan trampas de arena para retirar los sólidos más finos presentes en la corriente de producción. Se usan capturadores de tapones para retirar cualquier sólido más grande, como por ejemplo restos del trépano, que podrían

Ilustración 1: Disposición de equipo para terminación con emisiones reducidas



Adaptado de BP.

Terminaciones con emisiones reducidas (REC)

(Continuación)

dañar al otro equipo de separación. La configuración de la tubería a las trampas de arena es crítica, ya que la abrasión producida por el agua y la arena a alta velocidad puede erosionar los codos del caño de acero creando un 'lavado' con agua, arena, hidrocarburos líquidos y gas en un flujo no controlado hacia la plataforma. Dependiendo del sistema colector de gas, puede ser necesario deshidratar (retirar el agua) el gas producido antes de que entre a la línea de venta. Puede ser enviado a la unidad

Ilustración 2: Procedimientos alternativos de terminación

Fracturación energizada

Basándose en las experiencias de los socios del programa Natural Gas STAR, se sabe que las RECs también pueden ser efectuadas en combinación con la fractura energizada, en la cual se mezcla un gas inerte, como el CO₂ o nitrógeno con el agua de fractura a alta presión para ayudar en el proceso de fractura de la formación. El proceso es en líneas generales el mismo con el agregado de la composición del gas de contraflujo. El porcentaje de gases inertes en el gas es, al comienzo, no adecuado para ser transportado en la línea de ventas. Conforme la composición de inertes va decayendo, puede recuperarse el gas en forma económicamente conveniente. La utilización de una unidad de membrana separadora de gas ácido portátil puede incrementar la cantidad de metano recuperado para la venta luego de una fractura energizada con CO₂.

Compresión

Los socios de Natural Gas STAR han identificado y explorado dos usos de compresores durante una REC.

1) Gas Lift. (extracción de gas) En los reservorios de baja presión (baja energía) se efectúan RECs a menudo con la ayuda de compresores para extraer el gas. Se lleva a cabo retirando el gas de la línea de venta, elevando su presión y dirigiéndolo hacia la tubería de revestimiento para empujar los fluidos de fracturación hacia arriba por la tubería de producción. La presión incrementada facilita el flujo hacia el separador y luego a la línea de ventas en la cual el gas extraído se vuelve parte del flujo normal que puede recuperarse durante un REC.

2) Aumento a la línea de venta. Algunas compañías están experimentando con un compresor para aumentar el contraflujo hacia la línea de venta cuando el gas recuperado en el separador REC tiene menor presión que la misma. Esta técnica es experimental debido a la dificultad de operar un compresor a un promedio de retorno que varía ampliamente. La terminación de pozos de metano de estrato carbonífero es un ejemplo en el cual puede requerirse el uso de compresión adicional.

permanente de glicol para su deshidratación o a un deshidratador/secador portátil usado para la deshidratación durante el proceso de terminación.

En un separador de tres fases se retira el agua libre y los condensados. Los condensados (hidrocarburos líquidos) que se juntan durante el proceso de terminación pueden venderse para lograr ingresos adicionales. Puede utilizarse una cañería temporaria para conectar el pozo al trineo de la REC y del sistema colector si aún no hay una en el lugar. La Ilustración 1 muestra una disposición típica de un equipo de REC portátil, y la Ilustración 2 explica algunos procedimientos alternativos, que están emergiendo, o son experimentales para una terminación de pozo y REC.

El equipo que se utiliza durante las RECs es necesario únicamente para el tiempo que lleve terminar el pozo; en consecuencia, es esencial que todo el equipo pueda ser transportado con premura de sitio en sitio para poder ser usado en un número de terminaciones de pozo. Un trineo montado sobre un camión, como se muestra en la Ilustración 3, es ideal para transportar el equipo entre sitios. En una cuenca que sea muy grande y tenga un nivel de actividad y perforación muy alto puede resultar económico el construir una unidad de REC propia. La mayoría de las productoras prefieren contratar el servicio de un tercero para efectuar las terminaciones.

Al usar a un tercero para efectuar las RECs, es más efectivo integrar el programa de terminaciones al programa de perforación anual. El tiempo de terminación de un pozo es otro factor a considerar cuando se programe una REC con un contratista. Algunas terminaciones, como la de metano de capa de carbón, pueden llevar menos de

Ilustración 3: Equipo de terminación con emisiones reducidas montado sobre camión



Fuente: Weatherford

Terminaciones con emisiones reducidas (REC)

(Continuación)

un día. Por otra parte, terminar pozos que fracturan varias zonas, tales como los pozos de shale gas, puede demorar varias semanas. Para la mayoría de los pozos, lleva entre 3 y 10 días el ejecutar una terminación luego de una fractura hidráulica, basado en información suministrada por socios.

Beneficios económicos y ambientales

- ★ Gas recuperado a venta
- ★ Condensados recuperados a venta
- ★ Emisiones de metano reducidas
- ★ Pérdida de valioso recurso hidrocarburífero reducida.
- ★ Emisiones de contaminantes peligrosos de aire reducidas

Las emisiones de las terminaciones de pozo pueden contribuir a un número de problemas ambientales. El venteo directo de VOCs puede contribuir a la contaminación de aire local, los HAPs son considerados dañinos para la salud, y el metano es un poderoso gas de invernadero que contribuye al cambio climático. Donde sea segura, es preferible la quema antes que el venteo directo dado que los gases mencionados, al ser quemados bajan sus niveles de contaminación y reducen el potencial de calentamiento global (GWP) ya que el CO₂ producto de la combustión tiene un GWP menor que el metano. Las RECs permiten la recuperación de gas en lugar de ventearlo o quemarlo, lo cual reduce el impacto ambiental de las actividades de terminación y workover.

Las RECs brindan beneficios económicos así como ambientales. Los costos que se incurren al contratar a un tercero para efectuar la REC se compensan con los ingresos adicionales de la venta de gas y condensados. Como esta tecnología está siendo perfeccionada y los equipos se están volviendo más comunes, los ingresos por gas y condensados exceden los aumentos en los costos.

Regulaciones locales y estatales

Los estados de Wyoming y Colorado tienen regulaciones que requieren la implementación de "terminaciones sin llama". Se requiere que los operadores de pozos nuevos en esta región terminen los pozos sin quemar o ventear. Estas terminaciones han reducido la quema entre 70 a 90 %.

Para más información, visite:
<http://deq.state.wy.us>

<http://www.cdphe.state.co.us>

Proceso de decisión

Paso 1: Evaluar los pozos candidatos a terminación con emisiones reducidas.

Al armar un programa anual de RECs es importante examinar las características de los pozos que van a ser puestos en línea el año venidero. Los pozos en los reservorios convencionales que no requieren de una fractura y que producirán sin estimulación pueden ser limpiados de los fluidos de perforación y conectados a una línea de producción en un período de tiempo relativamente corto con un venteo o quema mínimos, lo cual no justifica económica un equipo de REC. Los pozos que sufrirán una fractura usando gases inertes necesitan consideraciones especiales debido a que el gas inicial producido capturado por el equipo de REC no va a satisfacer las especificaciones de la línea debido al contenido de gases inertes. Sin embargo, según se va reduciendo la cantidad de inertes, la calidad del gas satisfará las especificaciones mencionadas. En el caso de fracturas alimentadas con CO₂, si se usan separadores portátiles de membrana para la remoción de gas ácido, la calidad del gas mejorará y será posible incorporarlo a la línea. (para más información, diríjase a la sección Experiencias de los socios)

Proceso de decisión

- Paso 1: Evaluar pozos candidatos
- Paso 2: Determinar costos
- Paso 3: Estimar ahorros
- Paso 4: Evaluar la economía

Los pozos exploratorios y de delineación en áreas que aún no tienen líneas a venta en las proximidades no son candidatos para las RECs debido a que no se encuentra la infraestructura necesaria para recibir el gas recuperado. En yacimientos empobrecidos o con baja presión, con reservorios de poca energía, la implementación de un programa de RECs va a necesitar muy probablemente el agregado de compresión para contrarrestar la presión de la línea de venta—un enfoque que aún está en desarrollo y puede agregar costos importantes a la implementación.

Seleccionar una base para costos y ahorros

- ★ Estimar el número de pozos productores a ser perforados el año próximo
- ★ Evaluar la profundidad del pozo y las características del reservorio
- ★ Determinar si es necesario equipo adicional para volver el gas recuperado a las especificaciones de la línea
- ★ Estimar el tiempo necesario para cada terminación

Terminaciones con emisiones reducidas (REC)

(Continuación)

Los pozos que necesitan la estimulación hidráulica para mejorar la producción de gas pueden necesitar de una terminación prolongada, por lo tanto son buenos candidatos para las RECs. Cuando la terminación es prolongada, se vuelve a quemar gas que podría ser recuperado y vendido. Dicho ingreso adicional justifica el costo de una REC. Si hubiera pozos recién perforados en las proximidades, podrían compartir el equipo de REC para minimizar costos de transporte, puesta en marcha y alquiler de equipos.

Paso 2: Determinar los costos de un programa de REC

La mayoría de los socios de Natural Gas STAR informan haber usado a un tercero para efectuar las RECs en pozos dentro de sus yacimientos de producción. Debe tenerse en cuenta que los contratistas elegidos son los mismos que usualmente llevan a cabo las terminaciones de pozo tradicionales. En consecuencia, la economía presentada aquí describe los aumentos de costos para efectuar RECs versus las terminaciones tradicionales.

Generalmente, el contratista cobrará una tarifa por el transporte y puesta en marcha del equipo para cada terminación de pozo dentro del yacimiento. Algunos vendedores de RECs tienen sus equipos montados en un solo tráiler, en tanto que otros con trineos individuales deben ser conectados con cañería temporal en cada sitio. El aumento de costos, asociado con el transporte entre ubicaciones en el yacimiento y la conexión del equipo de REC con la cañería normal de flujo de retorno desde la cabeza de pozo hacia un embalse o tanque, generalmente ronda los \$600/terminación.

Además de la tarifa mencionada, existe un costo diario por el alquiler de equipos y mano de obra para efectuar cada

Ilustración 4: Costos típicos para RECs

Costos de puesta en marcha y transporte—por única vez	Costos incrementales por mano de obra y alquiler de equipo de REC	Tiempo de limpieza del pozo
\$600 por pozo	\$700 a \$6,500 por día	3 a 10 días

REC. Como se mencionó anteriormente, al evaluar los costos de las terminaciones de pozo, es importante considerar el aumento de valor de una REC con respecto a una terminación tradicional en lugar de concentrarse únicamente en el costo total. Los vendedores de REC y los socios de Natural Gas STAR han informado que el costo mencionado para recuperar gas natural durante la terminación va desde \$700 a \$6,500/día por sobre el de una terminación tradicional. Los equipos asociados con las REC variarán entre pozo y pozo. Los promedios altos de producción pueden necesitar de equipo más grande para llevar a cabo la REC e incrementarán los costos. Si ya se encuentra instalado un equipo permanente, como por ejemplo un deshidratador de glicol, los costos de la REC pueden reducirse ya que puede utilizarse este equipo en lugar de traer un deshidratador portátil, asumiendo que el flujo de retorno no excede la capacidad del equipo. Algunas operadoras informan de la instalación de equipo permanente, como separadores de tres fases sobredimensionados, que puede usarse en las RECs como parte de las operaciones normales de terminación de pozo, reduciendo así el aumento de costos de la REC. Las terminaciones usualmente demoran entre 1 y 30 días para limpiar el pozo, completar los ensayos, y conectar a la línea de venta. Los pozos que necesitan de múltiples fracturas en una formación compacta para estimular el flujo de gas

Ilustración 5: Medidas y consumo de combustible para un compresor de refuerzo

Profundidad del pozo (ft)	Presión necesaria para elevar fluidos (psig)	Gas necesario para elevar fluidos (McF) ^a	Potencia del compresor (horsepower) ^a	Consumo de combustible del compresor (McF/hora) ^a
3,000	1,319 + presión de la línea de venta	195 a 310	195 a 780	2 a 7
5,000	2,323 + presión de la línea de venta	315 a 430	400 a 1,500	3 a 13
8,000	3,716 + presión de la línea de venta	495 a 610	765 a 2,800	7 a 24
10,000	4,645 + presión de la línea de venta	615 a 730	1,040 a 3,900	9 a 33

^a Basado en presiones de la línea de venta entre 100 y 1,000 psig.

Terminaciones con emisiones reducidas (REC)

(Continuación)

Ilustración 6: Ejemplo de un cálculo hipotético de un programa REC en 25 pozos anuales

Dado:

W = número de terminaciones por año
D = profundidad del pozo en pies (ft)
 P_s = presión en la línea de venta en psig
 T_s = tiempo necesario para transporte y puesta en marcha (días/pozo)
 T_c = tiempo necesario para la limpieza del pozo (días/pozo)
O = tiempo de operación necesario para que el compresor eleve los fluidos (horas/pozo)
F = promedio de consumo de combustible del compresor (Mcf/hora)
G = gas de la tubería llevado al tubería de revestimiento para elevar fluidos (Mcf/pozo) típicamente utilizado en reservorios de baja energía
 C_s = costos de transporte y de puesta en marcha (\$/pozo)
 C_e = costo de equipo y mano de obra (\$/día)
 P_g = precio de venta del gas (\$/Mcf)

W = 25 pozos por año
D = 8,000 ft
 P_s = 100 psig
 T_s = 1 día/ pozo
 T_c = 9 días/ pozo
O = 24 horas/ pozo
F = 10 Mcf/hora
G = 500 Mcf/pozo (ver Ilustración 5)
 C_s = \$600/pozo
 C_e = \$2,000/día
 P_g = \$7/Mcf

Calcule el costo total de puesta en marcha y transporte, C_{TS}

$$C_{TS} = W * C_s$$
$$C_{TS} = 25 \text{ pozos/año} * \$600/\text{pozo}$$
$$C_{TS} = \$15,000/\text{año}$$

Calcule el costo total de mano de obra y alquiler de equipos REC, C_{EL}

$$C_{EL} = W * (T_s + T_c) * C_e$$
$$C_{EL} = 25 \text{ pozos/año} * (1 \text{ día/pozo} + 9 \text{ días/pozo}) * \$2,000/\text{día}$$
$$C_{EL} = \$500,000/\text{año}$$

Calcule otros costos, C_o

$$C_o = W * [(O * F) + G] * P_g$$
$$C_o = 25 \text{ pozos/año} * [(24 \text{ horas/pozo} * 10 \text{ Mcf/hora}) + 500 \text{ Mcf/pozo}] * \$7/\text{Mcf}$$
$$C_o = \$129,500/\text{año}$$

Costo total anual del programa REC, C_T

$$C_T = C_{TS} + C_{EL} + C_o$$
$$C_T = \$15,000/\text{año} + \$500,000/\text{año} + \$129,500/\text{año}$$
$$C_T = \$644,500/\text{año}$$

Terminaciones con emisiones reducidas (REC)

(Continuación)

pueden necesitar algún tiempo de más. La Ilustración 4 muestra los costos típicos asociados con el emprendimiento de una REC en un pozo único.

Para reservorios de baja energía, el gas de la línea de ventas puede ser conducido hacia debajo de la tubería de revestimiento para crear la artificial gas lift (elevación artificial de gas), como se mencionó en la Ilustración 2. Dependiendo de la profundidad del pozo se necesitará una cantidad diferente de gas para elevar los fluidos y limpiar el pozo. La Ilustración 5 muestra varias estimaciones del volumen de gas necesario para elevar fluidos a diferentes profundidades usando las profundidades y cálculos de ingeniería promedio de las cuencas más importantes de los EEUU

Un programa de REC anual puede consistir en la terminación de 25 pozos/año dentro de la región operativa de una productora. La Ilustración 6 muestra un ejemplo hipotético de los costos de un programa basado en información suministrada por compañías asociadas.

Paso 3: Estimar los ahorros de las RECs.

El gas recuperado de las RECS puede variar enormemente debido a que la cantidad recuperada depende de un número de variables, tales como presión de reservorio, promedio de producción, cantidad de fluidos sacados, y el tiempo total de terminación. La Ilustración 7 muestra el rango de gas y condensados recuperados informados por los socios de Natural Gas STAR. Los mismos también han expresado que no todo el gas que se produce durante las

Ilustración 7: Rangos de ahorros de gas y condensados

Ahorros en gas producido (Mcf/día/pozo)	Ahorros en extracción de gas (Mcf/pozo)	Ahorros en condensados (bbl/día/pozo)
500 a 2,000	Ver Ilustración 5	Zero a centenas

terminaciones puede ser capturado para la venta. Los fluidos de los pozos de alta presión son enviados directamente al tanque de fractura en las etapas iniciales de la terminación, ya que los mismos están siendo producidos a un promedio demasiado alto para el equipo de REC. Cuando se usa gas inerte para alimentar la fractura, la producción inicial puede tener que ser quemada hasta que el gas cumpla con las especificaciones de la línea. En forma alternativa, se puede utilizar un separador de membrana de gas ácido portátil para recuperar el gas rico en metano del CO₂. Conforme el caudal de fluidos cae y se encuentra gas, el flujo de retorno se cambia entonces al equipo de REC para que éste pueda capturar el gas. El gas comprimido de la línea de venta para elevar fluidos (por medio de artificial lift) también será recuperado además del gas producido por el reservorio. Puede estimarse el volumen de gas necesario para elevar fluidos basándose en la profundidad del pozo y en la presión de la línea de venta. El gas ahorrado durante las RECs puede traducirse directamente a reducciones de emisiones de metano basado en el contenido de metano del gas producido.

Índices de precios Nelson

A fin de contabilizar la inflación en los costos de equipos y mantenimiento, se utilizan los Índices trimestrales, Nelson-Farrar Quarterly Cost Indexes (disponibles en el primer número de cada trimestre en la revista *Oil and Gas Journal*) para actualizar los costos en los documentos Lecciones Aprendidas. Se utiliza el índice "Refinery Operation Index" para revisar costos operativos y el "Machinery: Oilfield Itemized Refining Cost Index" para actualizar costos de equipos.

Para utilizarlos, simplemente busque el índice Nelson-Farrar más actual, divídalo por el de Febrero de 2006 y finalmente multiplíquelo por los costos adecuados que figuran en las Lecciones Aprendidas.

Además de los ahorros de gas, también pueden recuperarse condensados valiosos del separador de tres fases de la REC. La cantidad de condensado a recuperar durante una REC depende de las condiciones del reservorio y de la composición del fluido. Los condensados pueden perderse si los fluidos van directamente al tanque de fractura antes de cambiar al equipo de REC.

La Ilustración 8 muestra los valores de los ahorros de gas y condensados logrados durante el proceso de REC.

Paso 4: Evaluar la economía de la REC.

La aplicación del ejemplo de un programa REC en 25 pozos dentro de un yacimiento puede generar un ingreso de valor total teórico de \$2,152,500 basándose en las presunciones explicadas anteriormente. Se estima que los costos de alquiler de equipo, mano de obra, y otros costos asociados

Terminaciones con emisiones reducidas (REC)

(Continuación)

Ilustración 8: Ahorros de un programa de REC en 25 pozos anuales

Dado:

W = número de terminaciones por año
D = profundidad del pozo en pies (ft)
 P_s = presión en la línea de venta en psig
 S_p = ahorros en gas producido (Mcf/día)
 T_c = tiempo en el que el gas recuperado va a la línea de venta en días (días/pozo)
 S_c = ahorros en condensados (bbl/pozo)
G = gas usado para elevar fluidos (Mcf/pozo) típicamente utilizado en reservorios de baja energía
 P_g = precio de venta del gas (\$/Mcf)
 P_l = precio de los líquidos de gas natural (\$/bbl)

W = 25 pozos por año
D = 8,000 ft
 P_s = 100 psig
 S_p = 1,200 Mcf/día
 T_c = 9 días/pozo
 S_c = 100 bbl/pozo
G = 500 Mcf/pozo (ver Ilustración 5)
 P_g = \$7/Mcf
 P_l = \$70/bbl

Calcule los ahorros en gas producido

$$S_{PG} = W * (S_p * T_c) * P_g$$
$$S_{PG} = 25 \text{ pozos/año} * (1,200 \text{ Mcf/día} * 9 \text{ días/pozo}) * \$7/\text{Mcf}$$
$$S_{PG} = \$1,890,000/\text{año}$$

Calcule otros ahorros

$$S_O = W * [(G * P_g) + (S_c * P_l)]$$
$$S_O = 25 \text{ pozos/año} [(500 \text{ Mcf/pozo} * \$7/\text{Mcf}) + (100 \text{ bbl/pozo} * \$70/\text{bbl})]$$
$$S_O = \$262,000/\text{año}$$

Ahorros totales, S_T

$$S_T = S_{PG} + S_O$$
$$S_T = \$1,890,000/\text{año} + \$262,000/\text{año}$$
$$S_T = \$2,152,500/\text{año}$$

Terminaciones con emisiones reducidas (REC)

(Continuación)

con la implementación de este programa son de \$644,500 (ver Ilustración 6) lo cual daría una ganancia hipotética anual de \$1,508,000. Para mantener un programa REC reddituable, es importante moverse eficientemente entre pozo y pozo dentro de un yacimiento a fin de que no haya tiempo ocioso. Otros factores que afectan la rentabilidad de un programa REC incluyen la cantidad de condensados recuperados y su precio de venta, la necesidad de compresores adicionales, la cantidad de gas recuperado y su precio de venta.

La Ilustración 9 muestra una proyección de flujo de caja

(cash flow) a lo largo de cinco años para llevar a cabo un programa de REC de 25 pozos por año. En este ejemplo, el equipo necesario para efectuar las RECs ha sido comprado por el operador en lugar de contratar a un tercero. British Petroleum informó que el costo de capital de una REC sencilla sin un compresor portátil fue de \$500,000.

Los productores con altos niveles de actividad de perforación y workover pueden beneficiarse al construir y operar su propio equipo de REC. Como se ilustró anteriormente, aún cuando sea necesario un desembolso importante de capital para construir una unidad REC

Ilustración 9: Economía de un programa hipotético de REC en 25 pozos anuales con equipo comprado

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Volumen de ahorro de gas natural (Mcf/año)^a	270,000	270,000	270,000	270,000	270,000	270,000
Valor de los ahorros de gas natural (\$/año)^a	1,890,000	1,890,000	1,890,000	1,890,000	1,890,000	1,890,000
Ahorros adicionales (\$/año)^a	175,000	175,000	175,000	175,000	175,000	175,000
Costos de puesta en marcha (\$/año)^b	(15,000)	(15,000)	(15,000)	(15,000)	(15,000)	(15,000)
Costos de equipos (\$)^b	(500,000)					
Costos de mano de obra (\$/año)^c	(106,250)	(106,250)	(106,250)	(106,250)	(106,250)	(106,250)
Flujo de caja neto anual (\$)	(500,000)	1,943,750	1,943,750	1,943,750	1,943,750	1,943,750
Tasa Interna de Retorno = 389% VNA (Valor neto actual) ^d = \$6,243,947 Período de retorno = 3 meses						

^a Ver Ilustración 8.

^b Ver Ilustración 6.

^c Costos laborales para un equipo REC comprador estimados como el 50% del alquiler de equipo y costos laborales en la Ilustración 3.,

^d Valor neto actual basado en una tasa de descuento del 10% en cinco años.

Ilustración 10: Impacto del precio del gas en el análisis económico de un programa hipotético de REC en 25 pozos anuales con equipo comprado

	Precio del gas				
	\$3/Mcf	\$5/Mcf	\$7/Mcf	\$8/Mcf	\$10/Mcf
Ahorros totales	\$985,000	\$1,525,000	\$2,065,000	\$2,335,000	\$2,875,000
Retorno (meses)	7	5	4	3	3
TIR	172%	280%	389%	443%	551%
VNA (i = 10%)	\$2,522,084	\$4,383,015	\$6,243,947	\$7,174,413	\$9,035,345

Terminaciones con emisiones reducidas (REC)

(Continuación)

sobre trineo, puede lograrse un retorno a corto plazo si el equipo está en uso continuamente. Si la operadora no puede mantener el equipo ocupado en sus propios pozos, puede contratarlo a otras operadoras para así maximizar su uso.

Al estimar la economía de las REC, el precio del gas puede influir en el proceso de decisión; en consecuencia, es importante examinar la economía de emprender un

programa REC según cambien los precios del gas natural. La Ilustración 10 muestra un análisis económico del programa REC de 25 pozos por año de la Ilustración 8 a precios diferentes del gas.

Experiencia de un socio

Esta sección resalta las experiencias específicas informadas por los socios de Natural Gas STAR.

Experiencia de BP en la Cuenca Green River

- ★ Implementó RECs en la Cuenca Green River de Wyoming
- ★ Se efectuaron RECs en 106 pozos, de alta o baja presión
- ★ Se vendió un promedio de 3,300 Mcf de gas natural gas versus lo venteado por pozo
 - La presión del pozo variará de reservorio a reservorio.
 - Las reducciones variarán para cada región en particular
 - Un valor neto actual conservador del gas ahorrado es \$20,000 por pozo
- ★ Reducciones de emisiones de gas natural de 350,000 Mcf en el año 2002
- ★ Un total de 6,700 barriles de condensado recuperados por año para 106 pozos
- ★ Para el final del 2005, este socio informa un total de 4.17 Bcf de gas y más de 53,000 barriles de condensado recuperados y vendidos en lugar de ser quemados. Esta es una combinación de actividades en los yacimientos Wamsutter y Jonah/Pinedale.

La experiencia de Noble en Ellis County, Oklahoma

- ★ Implementó RECs en 10 pozos utilizando fractura energizada.
- ★ Empleó separación de membrana en la cual el permeable era una corriente rica en CO₂ que se venteó y el residuo era mayormente hidrocarburos que fueron recuperados.
- ★ Costo total de \$325,000.
- ★ Ahorros totales de gas de aproximadamente 175 MMcf.
- ★ Ganancia neta estimada en \$340,000
- ★ Para más información, vea el artículo de Perfil del Socio en la Actualización de Socios de Natural Gas STAR de la primavera de 2011 disponible en: <http://epa.gov/gasstar/newsroom/partnerupdatespring2011.html>

Compañía asociada A

- ★ Implementó RECs en la Cuenca Fort Worth Basin de Texas
- ★ Se efectuaron RECs en 30 pozos, con un aumento de costos de \$8,700 por pozo.
- ★ Promedio de 11,900 Mcf de gas natural vendido contra en lugar de venteado por pozo
 - El flujo de gas y la venta toman lugar en 9 días de 2 a 3 semanas de trabajo de terminación.
 - El gas a baja presión se envió a la planta de gas
 - Valor neto conservador del gas ahorrado es de \$50,000 por pozo.
- ★ Espera una reducción total de emisiones de 1.5 a 2 Bcf en 2005 para 30 pozos.

Terminaciones con emisiones reducidas (REC)

(Continuación)

Lecciones aprendidas

- ★ El aumento de costos debido a la recuperación de gas natural y condensados durante la terminación de un pozo luego de la fracturación hidráulica se genera en el uso de equipo adicional, como por ejemplo trampas de arena, separadores, compresores portátiles, unidades de membrana de remoción de gases ácidos deshidratadores desecantes que están diseñados para un promedio alto de flujo de retorno.
- ★ Durante el proceso de terminación de la fractura hidráulica se separan las arenas, líquidos y gases producidos por el pozo y se los junta en forma individual. El gas natural y los gases líquidos capturados durante la terminación pueden ser vendidos para lograr ingresos adicionales.
- ★ La implementación de un programa REC reducirá la quema, lo cual representa una ventaja especial en aquellos sitios donde la quema es problemática (áreas pobladas) o insegura (riesgo de incendio).
- ★ Los pozos que no necesitan fractura hidráulica no son buenos candidatos para las terminaciones con emisiones reducidas. Las reducciones en las emisiones de metano logradas a partir del uso de RECs pueden ser informadas al Programa Natural Gas STAR a menos que las mismas sean requeridas por ley (como en el área Jonah-Pinedale en WY).

Referencias

Alberts, Jerry. Williams Company. Personal contact.

American Petroleum Institute. Basic Petroleum Data Book, Volume XXV, Number 1. February 2005.

Bylin, Carey. U.S. EPA. Gas STAR Program Manager

Department of Energy. GASIS, Gas Information System. Release 2 – June 1999.

Fernandez, Roger. U.S. EPA. Gas STAR Program Manager

McAllister, E.W., Pipeline Rules of Thumb Handbook, 4th Edition, 1998.

Middleman, Stanley. An Introduction to Fluid Dynamics, Principles of Analysis and Design. 1998.

Perry, Robert H., Don W. Green. Perry's Chemical Engineers Handbook, 7th Edition. 1997.

Pontiff, Mike. Newfield Exploration Company. Personal contact.

Process Associates of America. "Reciprocating Compressor Sizing." Available on the web at: http://www.processassociates.com/process/rotating/recip_s.htm.

Smith, Reid. BP PLC. Personal contact.

Smuin, Bobby. BRECO, Incorporated. Personal contact.

U.S. EPA. "The Natural Gas STAR Partner Update – Spring 2004." Available on the web at: <http://www.epa.gov/gasstar/pdf/partnerupdate.pdf>

Wadas, Janelle. Noble Energy Inc. 2010 Annual Implementation Workshop Presentation titled "Reducing Vented Flowback Emissions from CO2 Fractured Gas Wells Using Membrane Technology". Available on the web at: <http://epa.gov/gasstar/documents/workshops/2010-annual-conf/01wadas.pdf>

Waltzer, Suzanne. U.S. EPA. Gas STAR Program Manager

Terminaciones con emisiones reducidas (REC)

(Continuación)



**United States
Environmental Protection Agency
Air and Radiation (6202J)
1200 Pennsylvania Ave., NW
Washington, DC 20460**

2011

La EPA ofrece los métodos de estimar emisiones de metano en este documento como una herramienta para desarrollar estimaciones básicas de las emisiones de metano. Las formas de estimar emisiones de metano que se encuentran en este documento pueden no conformar con los métodos de la Regla para Reportar Gases de Efecto Invernadero 40 CFR Parte 98, Subparte W y otras reglas de la EPA en los Estados Unidos.