

Opciones para retirar fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas



Resumen

Cuando son terminados por primera vez, muchos pozos de gas natural tienen suficiente presión de reservorio como para hacer fluir los fluidos de formación (agua e hidrocarburos líquidos) a la superficie junto con el gas producido. En tanto la producción de gas continúa, la presión del reservorio declina, y, en tanto la presión declina, la velocidad del fluido en la tubería de producción decrece. Eventualmente, la velocidad del gas hacia arriba ya no es suficiente como para llevar las gotas a la superficie. Los líquidos se acumulan en la tubería de producción, creando una caída de presión adicional, volviendo más lenta la velocidad del gas, y elevando la presión en el reservorio que rodea los punzados de pozos y el interior de la tubería de revestimiento. Cuando la presión en el fondo del pozo se aproxima a la estática del reservorio, el flujo de gas se detiene y todos los líquidos se acumulan en el fondo de la tubería de producción. Un enfoque común para restaurar el flujo temporariamente es ventear el pozo a la atmósfera (well “blowdown”), lo cual produce emisiones sustanciales de metano. El documento

U.S. Inventory of Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990—2008 estima que se ventean anualmente 9.6 billones de pies cúbicos (Bcf) de emisiones de metano de pozos de gas de baja presión.

En las diferentes etapas de la vida de un pozo de gas pueden utilizarse distintas alternativas para mover los líquidos acumulados hacia la superficie en lugar de venteos repetidos. Estas opciones incluyen:

- ★ Agentes espumantes o surfactantes
- ★ Velocidad de producción en la tubería
- ★ Sistema de aspiración de émbolo, operado manualmente o con automatización “inteligente”.
- ★ Bombas en el fondo del pozo, incluyendo las reciprocantes (de balancín) y las rotativas (de cavidad progresiva).

Los socios de Natural Gas STAR informan de reducciones

Beneficios económicos y ambientales

Método para reducir pérdidas de gas natural	Volumen de ahorro de gas natural y aumento de producción ¹ (Mcf/pozo/año)	Valor de ahorros de gas natural y de aumento de producción (Mcf/pozo/año)			Costo de implementación ¹ (2010 \$/Pozo)	Retorno del proyecto (años)		
		\$3 por Mcf	\$5 por Mcf	\$7 por Mcf		\$3 por Mcf	\$5 por Mcf	\$7 por Mcf
Uso de agentes espumantes	500 – 9,360	\$1,500 - \$28,080	\$2,500 - \$46,800	\$3,500 - \$65,520	\$500 - \$9,880	0 a 7	0 a 4	0 a 3
Instalación de tubería de velocidad	9,285 – 27,610	\$27,855 - \$82,830	\$46,425 - \$138,050	\$64,995 - \$193,270	\$7,000 - \$64,000	0 a 3	0 a 2	0 a 1
Controles inteligentes automáticos para el sistema de aspiración de émbolo²	800 – 1,463 ²	\$2,400 - \$4,389	\$4,000 - \$7,315	\$5,600 - \$10,241	\$5,700 - \$18,000	1 a 8	1 a 5	1 a 4
Instalación de bombas de varillas y unidades de bombeo²	973 – 2,040 ²	\$2,919 - \$6,120	\$4,865 - \$10,200	\$6,811 - \$14,280	\$41,000 - \$62,000	6 a 22	4 a 13	3 a 10

¹Basado en resultados informados por socios del Programa Natural Gas STAR

²DNó incluye el aumento de producción de gas. Incluye sólo el ahorro potencial de gas que surge de evitar venteos

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

importantes en las emisiones de metano y de beneficios económicos al implementar una o más opciones de elevación para retirar los líquidos acumulados en los pozos de gas. No sólo se reducen o eliminan las emisiones de metano venteadas, sino que estas técnicas brindan el beneficio adicional del aumento de producción.

Evitando o reduciendo las purgas, los socios informan de ahorros anuales en emisiones de metano que van desde 500 mil pies cúbicos (Mcf) por pozo a más de 27,000 Mcf/pozo. El beneficio del aumento de producción de gas variará considerablemente entre los pozos individuales y los reservorios, pero puede ser sustancial. Por ejemplo, se ha informado que el aumento de producción con posterioridad a la instalación de un sistema de aspiración de émbolo llegó a 18,250 Mcf por pozo.

Fundamentos tecnológicos

La mayoría de los pozos de gas tendrán carga líquida en algún momento durante la vida productiva del pozo. Cuando esto ocurre, el curso de acción normal para mejorar el flujo de gas incluye:

Soluciones para 'No emisiones' para las cargas líquidas en los pozos de gas:

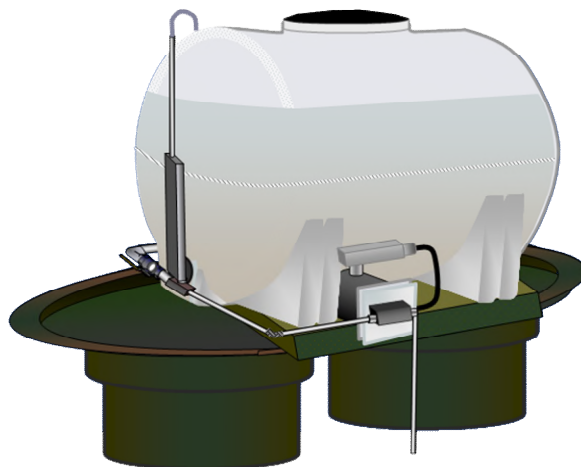
- ★ Agentes espumantes/ Surfactantes
 - Bajo costo/ bajo volumen de dosificación
 - Aplicación temprana en declinación de producción, cuando la presión de fondo no tiene suficiente velocidad para elevar gotas de líquidos
- ★ Tubería de velocidad
 - Bajo mantenimiento y efectivo para bajos volúmenes a elevar
 - Algo caro para adquirir e instalar
 - A menudo aplicado en combinación con agentes espumantes
- ★ Sistema de aspiración de émbolo
 - Larga duración
 - Menos caro de instalar y de operar que una unidad de bombeo
 - A menudo no puede producir un pozo a su límite económico (abandono).
 - Exigente para operar en forma efectiva, requiere de más tiempo y experiencia para manejarlo.
- ★ Unidades de bombeo mecánico
 - Pueden aplicarse para remover volúmenes de líquido mucho mayores que con un sistema de aspiración de émbolo.

- ★ Cerrar el pozo para permitir que la presión del fondo se incremente.
- ★ Swabbing (pistonear) el pozo para retirar fluidos acumulados,
- ★ Ventear el pozo a la atmósfera (well blowdown),
- ★ Instalar un sistema de levantamiento artificial (artificial lift)

El pistonear (swabbing) y purgar (blowing down) un pozo para restaurar la producción temporariamente puede ventear emisiones de metano significativas, desde 80 a 1600 Mcf/año por pozo. El proceso debe repetirse ya que los fluidos se reacumulan, resultando en emisiones de metano adicionales. Los operadores deben esperar hasta que el venteo de pozo se vaya tornando cada vez más inefectivo antes de instalar algún tipo de artificial lift. En este punto, las emisiones de metano acumuladas del pozo podrían ser sustanciales.

Los socios de Natural Gas STAR han descubierto que aplicar opciones de levantamiento artificial temprano en la vida de un pozo brinda ahorros de emisiones significativos y beneficios económicos. Cada método de elevación (lifting) tiene ventajas y desventajas a la hora de prolongar la vida económica de un pozo. Los ahorros de gas y reducciones de las emisiones de metano que resultan de reducir o eliminar el venteado variarán para cada pozo dependiendo de la presión operativa de la línea de flujo, presión del reservorio, volumen de líquido, gravedad específica y del número de purgas (blowdowns) eliminado.

Ilustración 1: Agente espumante líquido



Fuente: S. Bumgardner, Advanced Resources International, inc.

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

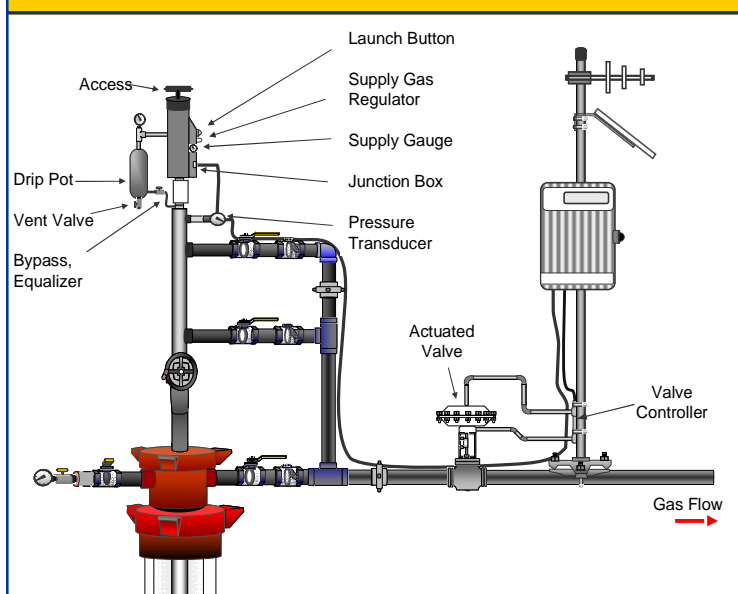
(Continuación)

Opciones de remoción de fluidos para pozos de gas

Agentes espumantes

El uso de la espuma producida por surfactantes puede ser efectivo para pozos de gas que acumulan líquido a promedios bajos (Ilustración 1). La espuma reduce la densidad y la tensión de superficie de la columna de fluido, lo cual reduce la velocidad crítica de gas necesaria para elevar los fluidos a la superficie y ayuda a la remoción de líquidos del pozo. Comparado con otros métodos de levantamiento artificial, los agentes espumantes son uno de los recursos más baratos para descargar los pozos de gas. Los agentes espumantes funcionan mejor si el fluido en el pozo es de al menos 50% de agua. Los surfactantes no son efectivos para líquidos de gas natural o para hidrocarburos líquidos.

Ilustración 2: Lanzador de jabón con controlador automático



Fuente: S. Bumgardner, Advanced Resources International, Inc.

Los surfactantes se aplican al pozo como barras de jabón o como un líquido inyectado directamente en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción o por capilaridad hacia abajo de la sarta de la tubería de producción. Para pozos poco profundos, la aplicación puede ser tan simple como el operador vertiendo surfactante hacia el espacio anular del pozo a través de una válvula abierta. Para pozos profundos, un sistema de inyección de surfactantes requiere de la instalación de equipo de superficie, así como de un seguimiento regular. El mencionado equipo incluye un recipiente de surfactante

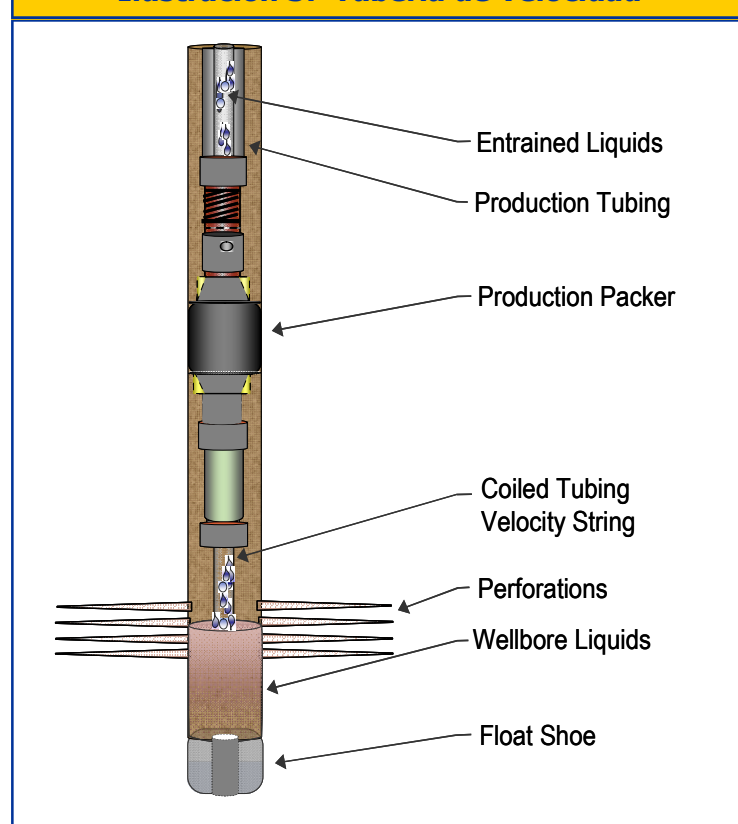
o “jabón”, una bomba de inyección, una válvula de motor con un temporizador (dependiendo del diseño de la instalación), y una fuente de energía para la bomba (Ilustración 2). No se necesita equipo en el pozo, si bien los agentes espumantes y la velocidad de producción en la tubería pueden ser más efectivos cuando se los usa en forma combinada.

Las bombas eléctricas pueden ser alimentadas con corriente AC, si está disponible, o por energía solar para cargar las baterías. Otras bombas posibles son las mecánicas que son accionadas por el movimiento de otra pieza de equipo, o las neumáticas, accionadas por presión de gas. Los distintos tipos de bomba tienen diferentes ventajas con respecto a confiabilidad, precisión, operación remota, simplicidad, mantenimiento, frecuencia, eficiencia, y compatibilidad de equipos.

Velocidad de Producción en la Tubería (Tubería de Velocidad)

La velocidad a la cual el gas fluye a través de los caños determina su capacidad para elevar líquidos. Cuando la velocidad de flujo del gas en un pozo no es suficiente para mover los fluidos del reservorio, los líquidos se acumularán

Ilustración 3: Tubería de Velocidad



Fuente: S. Bumgardner, Advanced Resources International, inc.

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

en la pared de la tubería de producción y terminarán bloqueando el flujo de gas del reservorio. Una opción para vencer la carga líquida es instalar una tubería de producción de diámetro menor, también llamado tubería de velocidad. El área de la sección transversal del conducto a través del cual se produce el gas determina la velocidad del flujo y puede ser crítica a la hora de controlar la carga de líquidos. Una tubería de velocidad reduce el área de la sección transversal de flujo e incrementa así su velocidad, logrando la remoción de líquidos y limitando los venteos a la atmósfera.

La Ilustración 3 muestra que el conducto para que el gas fluya en el pozo puede ser una tubería de producción, el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, o un flujo simultáneo a través tanto de la tubería de producción como del espacio anular. En cualquier caso, un estudio del año 2004 estimó que la velocidad del gas debe ser de por lo menos 5 a 10 pies/seg. (300 a 600 pies/min.) para retirar en forma efectiva los líquidos de hidrocarburos del pozo, y de al menos 10 a 20 pies/seg. (600 a 1200 pies/min.) para mover el agua de producción. Como regla mnemotécnica, se necesita una velocidad de 1,000 pies por minuto para retirar líquidos. Estas cifras asumen que el caño está en buenas condiciones, con una aspereza de la pared relativamente baja.

La instalación de una sarta de velocidad es relativamente simple y requiere el cálculo correcto del diámetro de la tubería de producción para lograr la velocidad necesaria en las presiones entrantes y salientes de la tubería de

producción. Una tubería de velocidad para facilitar la remoción de líquidos puede ser desplegado con éxito en pozos de gas de bajo volumen luego de la terminación inicial o cerca del fin de su vida productiva. Los pozos candidatos incluyen los marginales que produzcan menos de 60 Mcfd. La instalación de una tubería de velocidad requiere de un equipo de workover (reparación) para retirar la tubería de producción existente y colocar en el pozo la sarta de menor diámetro.

También puede utilizarse coiled tubing, cuya instalación es más fácil y es más versátil, ya que puede usarse con diámetros tan pequeños como de 0.25 pulg. Puede aplicarse coiled tubing en pozos con producción de gas de baja velocidad debido a sus características de mejor aspereza relativa y a la ausencia de conexiones entre caños. Los estudios indican que el coiled tubing “con costura” tiene mejores características de elevación debido a la eliminación de la turbulencia en el flujo, ya que la “costura” actúa como una “paleta enderezadora”.

Sistema de aspiración de émbolo con automatización inteligente

Se usan normalmente sistemas de aspiración de émbolo para elevar fluidos de los pozos de gas. Un sistema de aspiración de émbolo es una forma de elevación de gas intermitente que utiliza la presión de gas acumulada en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción para empujar a un émbolo de acero y una columna de fluido sobre éste hacia arriba por la tubería de producción hasta llegar a la superficie. La Ilustración 4 muestra una instalación de sistema de aspiración de émbolo convencional en un pozo.

El funcionamiento de un sistema aspiración de émbolo se basa en la acumulación de presión en un pozo de gas durante el tiempo en que el pozo está cerrado (sin producir). Dicha presión debe exceder ampliamente la presión de la línea de venta a fin de elevar el émbolo y la carga de fluido acumulado a la superficie contra la contrapresión de la línea de venta. El trabajo *Installing Plunger Lift Systems in Gas Wells*, (parte de la serie de Lecciones Aprendidas), discute la instalación, ahorros de gas y economía de los sistemas de aspiración de émbolo. El centro del presente trabajo es los aumentos en los ahorros de gas que se obtienen por instalar sistemas inteligentes automáticos para manejar mejor la operación de las instalaciones del sistema de aspiración de émbolo ya sea en una escala de yacimiento o de cuenca.

La mayoría de los sistemas de émbolo funcionan en un ciclo de tiempo fijo a una presión diferencial preestablecida. Sin importar cuál sea el sistema de

Ilustración 4: Sistema de aspiración de ém-



Fuente: Chesapeake Energy

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

activación (manual, de ciclos de tiempo, o de presión diferencial preestablecida), un mecanismo de válvula y controlador en la superficie hacen que el volumen de gas y la presión se acumulen en el pozo al iniciar el ciclo del émbolo. En este punto, se cierra la válvula de superficie y el émbolo cae al fondo del pozo. Una vez que se ha llegado a la presión adecuada, se abre la válvula de superficie y el émbolo se eleva hacia la superficie con su carga líquida. Si no hay suficiente energía en el reservorio, o si hay demasiada acumulación de fluidos, el sistema de aspiración de émbolo puede sobrecargarse. Cuando esto sucede, el venteo instantáneo a la atmósfera (well blowdown) reduce la contrapresión instantáneamente sobre el émbolo y esto usualmente le permite volver a la superficie.

Los sistemas de control automatizados optimizan las operaciones de descarga con el sistema de aspiración de émbolo e impiden la sobrecarga (cuando el émbolo no puede superar la contrapresión e ir a la superficie) y la

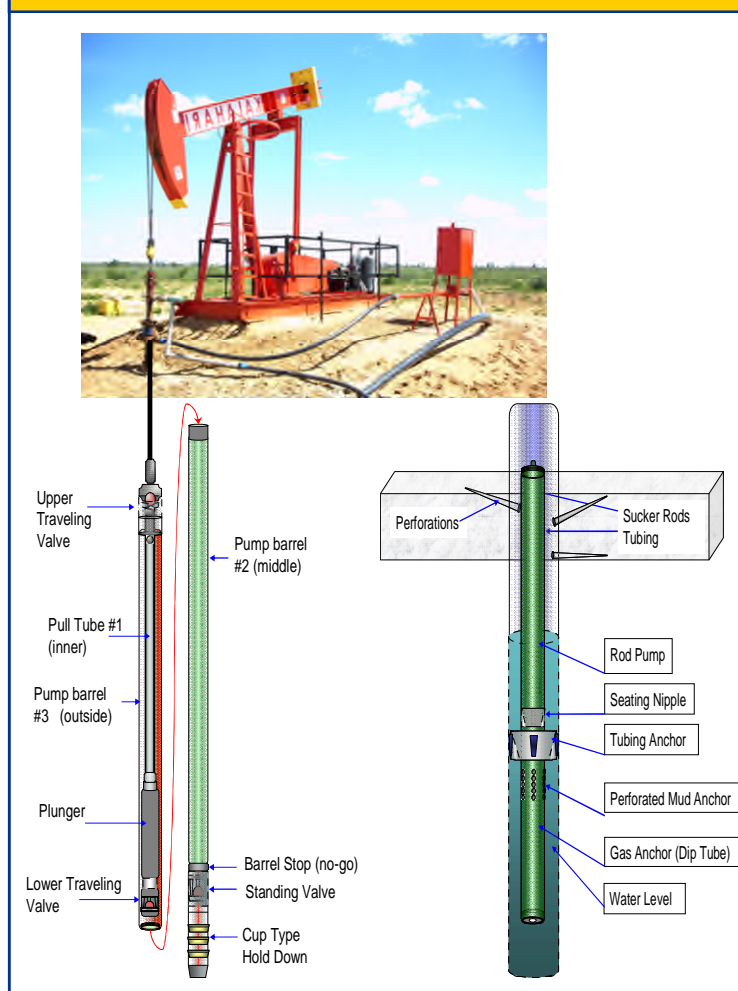
Ilustración 5: Equipo típico de cabeza de pozo y telemetría para sistemas de control automático de un sistema de aspiración de émbolo



Fuente: BP

carga inferior (cuando el émbolo se eleva demasiado rápido, dañando posiblemente el equipo) reduciendo o eliminando el venteo del pozo. Los sistemas inteligentes de control automáticos combinan software de control a medida con hardware de control estándar, como por ejemplo unidades de terminales remotas (RTUs) y controladores lógicos programables (PLCs) para llevar los ciclos del émbolo y elevar los fluidos fuera de la tubería de producción. El componente de inteligencia artificial de un sistema de automatización inteligente controla la presión de la tubería de producción y de la línea para venta y hace que el PLC “aprenda” las características de rendimiento de un pozo (tales como promedio de flujo y velocidad del émbolo) y construya una curva de relación de rendimiento de ingreso de flujo (IPR) para el pozo. La frecuencia y duración del ciclo del émbolo se modifica entonces para

Ilustración 6: Diagrama de una bomba de varillas y caballete de bombeo



Fuente: S. Bumgardner, Advanced Resources International, Inc.

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

optimizar el rendimiento del pozo.

El análisis de datos combinado con la tecnología de control en la cabeza del pozo es la clave para un sistema inteligente de automatización en pozos de gas. Este sistema almacena datos de producción histórica del pozo para aprender de la experiencia monitoreando y analizando los datos de los instrumentos en la cabeza del pozo. El sistema de control transfiere datos de los instrumentos de la cabeza de pozo a una computadora central, sigue las horas de venteo, e informa de problemas y de pozos que estén venteando mucho, lo cual permite manejar la producción a la medida de las necesidades.

Los componentes de un sistema de automatización inteligente que deben instalarse en cada pozo incluyen:

- ★ Unidad terminal remota con PLC,
- ★ Transmisores de tubería de revestimiento y tubería de producción,
- ★ Equipo de medición de gas,
- ★ Válvula de control, y
- ★ Detector del émbolo.

Los controles automatizados en la cabeza del pozo controlan los parámetros del mismo y ajustan los ciclos del émbolo. Normalmente funcionan con baterías solares de bajo voltaje. La Ilustración 5 muestra un equipo típico de cabeza de pozo y telemetría para los sistemas de control automatizados de un sistema de aspiración de émbolo. También se necesita un servidor capaz de sacar y presentar datos para registrar información en forma continua y para transmisión remota de datos. Los operadores configuran todos los controles y los envían al RTU del servidor. Se necesita tiempo de ingeniería para personalizar el software de control y optimizar el sistema. Las prácticas operativas de campo y los protocolos deben ser flexibles para hacer frente rápidamente a las deficiencias de rendimiento y a los problemas operativos del pozo.

Los socios han comprobado que el ciclo optimizado de un sistema de aspiración de émbolo para retirar líquidos puede disminuir la cantidad de gas venteado hasta 90+ %. Los ahorros de emisiones de metano al reducir la cantidad de venteos representan un beneficio importante que puede sumar enormes volúmenes cuando se aplican en la escala de todo un yacimiento o Cuenca.

Bombas insertables y unidades de bombeo

En las etapas posteriores de la vida de un pozo se puede colocar una bomba alternativa o reciprocante, de desplazamiento positivo en el fondo del pozo con una unidad de bombeo en la superficie, para retirar los líquidos del pozo y maximizar la producción hasta que el pozo esté agotado (Ilustración 6). Pueden instalarse unidades de bombeo donde haya insuficiente presión de reservorio para operar un sistema de aspiración de émbolo. Las unidades pueden ser controladas manualmente por el recorridor, o pueden operarse pozos de muy bajo volumen con un temporizador.

Las unidades de bombeo no sólo eliminan la necesidad de ventear el pozo para descargar fluidos sino que también extienden la vida productiva de un pozo. Las emisiones de metano pueden reducirse aún más si se operan las unidades de bombeo con motores eléctricos, en lugar de con motores a gas. El requerimiento anual de combustible para una unidad de bombeo típica es de aproximadamente 1,500 Mcf por unidad, del cual 0.5 % se emite como metano sin quemar (8 Mcf por unidad por año).

Se necesita un equipo de reparación (workover) para instalar la bomba insertable (rod pump), las varillas, y la tubería de producción en el pozo. El personal debe estar entrenado para las operaciones con bombas de este tipo, y para el correcto mantenimiento del equipo de superficie. Un gasto muy importante puede estar representado por el desgaste excesivo de las varillas y la tubería de producción en aquellos usos en los que se producen sólidos o donde la corrosión en el pozo constituye un problema.

Un problema común con las bombas reciprocantes en los pozos de gas es el bloqueo gaseoso de las válvulas de la bomba insertable (rod pump), lo cual impide que la bomba entregue el fluido a la superficie al promedio esperado. La presencia de gas libre en la bomba de varillas bajo la superficie disminuye la eficiencia volumétrica de la bomba y puede impedir que el gas eleve el fluido. Esto no es un problema que se presente en las bombas de cavidad progresiva, ya que no hay válvulas para que haya un bloqueo gaseoso.

Beneficios económicos y ambientales

La implementación de las diversas opciones para remoción de líquidos y de artificial lift es una alternativa económica y ambientalmente beneficiosa en comparación con el venteo. El mayor beneficio es que se extiende la vida productiva de un pozo. El alcance de los beneficios ambientales y económicos dependerá del tipo de sistema de

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

artificial lift y de la capacidad de producción remanente en el pozo. Varios de los beneficios descriptos a continuación se logran con la aplicación progresiva de las opciones de remoción de líquidos.

- ★ Promedios de producción mejores y extensión de la vida del pozo. Los sistemas de remoción de fluidos y de artificial lift conservan la energía del reservorio y aumentan la producción de gas. La remoción regular de fluidos generalmente extiende la vida económica de un pozo que está declinando, brindando producción de gas más continua, promedios de producción mejorados, y aumento de la recuperación final.
- ★ **Recupera gas venteado para la venta.** El evitar los venteos recupera el valor del gas que de otra manera iría a la atmósfera.
- ★ **Contaminación reducida.** Al eliminar las purgas y venteos, se elimina una fuente importante de metano y de otras emisiones contaminantes del aire.
- ★ **Costos de mantenimiento más bajos y menos tratamientos remediales.** Pueden reducirse los costos generales de mantenimiento por la eliminación del costo de un equipo de reparación (workover) para pistonear (swabbing) los pozos. Otros ahorros ocurren cuando las purgas se reducen ampliamente o se eliminan.

Proceso de decisión

La decisión de implementar cualquier tipo de opción para remoción de líquido durante el ciclo de vida de un pozo de gas debe hacerse cuando el valor del aumento de la producción estimado exceda el costo de la opción de remoción. Cuando un método de remoción se torna

Indicadores de carga líquida en pozos de gas:

1. Construir una curva IPR y evaluar la eficiencia de producción del pozo.
2. Monitorear las curvas de producción para cada pozo de manera regular. Habrá carga líquida si la curva para un pozo que está declinando se vuelve errática y cae el promedio de producción.
3. Computar la velocidad crítica del gas (promedio de flujo) a la cual el líquido ya no puede ser elevado en la tubería de producción (ver Apéndice) La velocidad crítica vs. la presión de flujo en la tubería de producción puede ser construida para varios diámetros de tubing.

Cuatro pasos para evaluar las opciones de artificial lift:

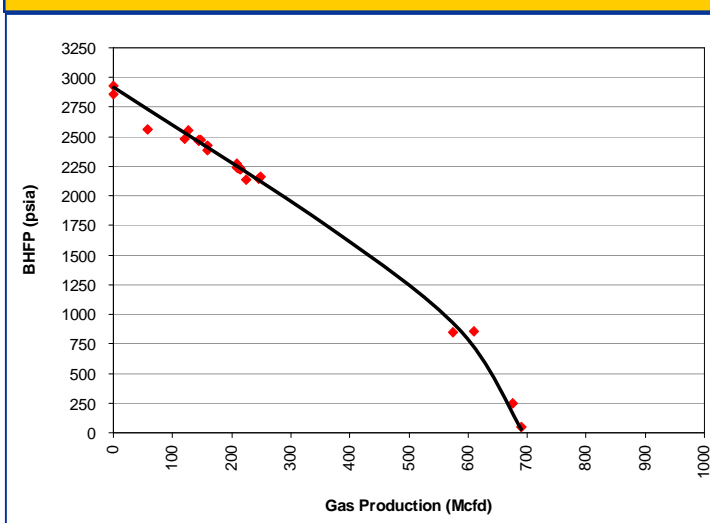
1. **Determinar la factibilidad técnica de las diversas opciones de artificial lift.**
2. **Determinar el costo de las distintas opciones.**
3. **Estimar los ahorros de gas natural y el aumento de producción.**
4. **Evaluar y comparar la economía de las opciones.**

inefectivo o no económico, puede emplearse otro. Si ventear un pozo es el enfoque actual, debe evaluarse la aplicación de agentes espumantes, tubería de velocidad o sistema de aspiración de émbolo antes de que las purgas de pozo se vuelvan demasiado frecuentes, menos efectivas, y caras. Los socios de Natural Gas STAR pueden usar el proceso de decisión a continuación como guía para evaluar la aplicación, seguridad, y efectividad en cuanto a costos de la remoción de fluido y de las instalaciones de artificial lift.

Paso 1: Determinar la factibilidad técnica de una opción para remoción de líquidos o una instalación de artificial lift.

Deben evaluarse distintos datos y criterios para elegir un enfoque de remoción de fluidos que sea tanto técnicamente factible como conveniente económicamente. Estos datos incluyen las curvas de IPR (relación de rendimiento de ingreso); presión del reservorio, promedios de flujo de la

Ilustración 7: Ejemplo de la curva de relación rendimiento ingreso para evaluar las opciones de remoción de fluidos



Fuente: S. Bumgardner, Advanced Resources International, Inc.

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

producción de gas y fluido; niveles de fluido en el pozo; la presión de surgencia deseada en el fondo del pozo y la presión de la tubería de revestimiento; la medida de la tubería de producción; el estado del pozo; otras limitaciones mecánicas del pozo y de la locación de producción; y las capacidades y entrenamiento del personal.

El Apéndice A (Ilustración A1 y A2) muestra la relación de Turner y la relación de Lee entre un promedio de flujo crítico (velocidad crítica del gas) y la presión de surgencia para varias medidas de tubing de producción. Si la relación entre el promedio de flujo y la presión cae por debajo de una línea que especifica la medida de la tubería de producción de producción, el pozo no enviará los líquidos a la superficie para la medida indicada. Si el promedio de flujo vs. la presión cae en o por debajo de la línea para una medida de tubing especificada, significa que el pozo satisface o excede el promedio de flujo crítico para la medida de tubing especificada y que el pozo puede descargar fluidos a la superficie. Las Ilustraciones A1 y A2 pueden usarse como puntos de partida para estimar si será efectiva una remoción de fluido o una de artificial lift. A continuación se enumeran las consideraciones técnicas que afectan el proceso de decisión para cada opción:

- ★ **Agentes espumantes.** Los socios suelen usar los agentes espumantes en la vida temprana de los pozos de gas cuando los mismos comienzan a cargarse con agua de formación y el promedio de producción de líquido es relativamente bajo. La espuma funciona bien si el líquido en el pozo es principalmente agua, y el contenido de condensados menos de 50%. También pueden usarse en combinación con otros tratamientos de pozo que reducen la formación de sal e incrustaciones, o pueden aplicarse en combinación con la tubería de velocidad.
- ★ **Tubería de velocidad.** Las columnas de tubería de velocidad son adecuadas para los pozos de gas natural con relativamente poca producción de líquido y alta presión de reservorio. También es necesaria una baja presión de la tubería de superficie en relación a la presión del reservorio para crear la caída de presión que logrará un caudal correcto. La profundidad del pozo afecta el costo global de la instalación, pero es normalmente neutralizada por la presión más alta y el volumen de gas en pozos más profundos. La tubería de velocidad también puede ser una buena opción para pozos desviados y orificios de pozo torcidos. Los pozos bombeados con varillas y/o desviaciones “pata de perro” que se han tornado no rentables debido a promedios altos de fallas y de

Contenido de metano del gas natural

El promedio de metano en el gas natural varía para el sector de la industria. El Natural Gas STAR asume el siguiente contenido al estimar ahorros para las Oportunidades Informadas de los socios

Producción	79 %
Procesamiento	87 %
Transporte y distribución	94 %

costos de operaciones también pueden ser candidatos para el uso de sertas de velocidad.

El determinar la factibilidad de la instalación de una sarta de tubería de velocidad es relativamente simple. Se calcula una curva de la relación de rendimiento de ingreso (curva IPR) para establecer el régimen de flujo en la tubería de producción, como se muestra en la Ilustración 7. El diagrama en la Ilustración 7 muestra la relación entre la producción de gas y la presión surgente del fondo del pozo (BHFP). Se evalúa el flujo de gas y se desarrollan las relaciones de velocidades para varias medidas de tubing a fin de determinar el diámetro correcto a usar en cada pozo. Como regla mnemotécnica, una velocidad de flujo de gas de aproximadamente 1,000 pies por minuto es la mínima necesaria para retirar agua dulce. Los condensados requieren de menos velocidad debido a su densidad más baja, mientras que la salmuera, más densa, necesita una velocidad más alta.

Una vez que se instaló la sarta velocista, no se necesita de ningún otro equipo de artificial lift hasta que la presión de reservorio decline al punto en que ya no se logren velocidades de 1,000 pies por minuto en la tubería de producción. La introducción de un agente espumante al fondo de una sarta de tubing extenderá la vida útil del pozo que esté por debajo de los 1,000 pies por minuto necesarios para elevar agua reduciendo la densidad de la columna que está siendo elevada. Esto sólo se aplica a agua sacada de la tubería de producción del pozo ya que los condensados no se ven afectados por los surfactantes.

- ★ **Automatización inteligente para pozos con sistema de aspiración de émbolo.** Los pozos candidatos a usar sistemas de aspiración de émbolo generalmente no tienen una presión adecuada en el fondo del pozo para que fluya libremente hacia el sistema colector de gas. Como las unidades de

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

bombeo, los sistemas de aspiración de émbolo se usan para extender la vida productiva de un pozo. La instalación es menos cara que las bombas de inserción (rod pump), pero los sistemas de aspiración de émbolo pueden ser difíciles de operar.

Las operaciones con sistema de aspiración de émbolo dependen de ajustes manuales, en el sitio, para sintonizar el tiempo de los ciclos del émbolo. Cuando un sistema de aspiración de émbolo se sobrecarga, el pozo debe ser venteado manualmente a la atmósfera y accionar el émbolo nuevamente. Un sistema automatizado inteligente mejora el rendimiento del émbolo controlando parámetros tales como la presión de la tubería de revestimiento y la tubería de producción, el caudal del pozo y la frecuencia de los ciclos del émbolo (tiempo de carrera). Los datos de cada pozo van a un servidor donde los operadores los revisan y abordan cualquier deficiencia de rendimiento o problemas operativos. Esto ayuda a optimizar el rendimiento del sistema de aspiración de émbolo, mejorar la producción, y reducir el venteo.

El desempeño óptimo de un sistema de aspiración de émbolo generalmente es cuando el ciclo del émbolo es frecuente y está fijado para elevar hasta las más pequeñas cargas líquidas. Las cargas líquidas pequeñas requieren de una presión más baja en el fondo del pozo, lo que posibilita un rendimiento de ingreso mejor. Como sucede con la tubería de velocidad, la velocidad deseable para que un émbolo ascienda por la tubería de producción está en el rango de 500 a 1,000 pies por minuto.

- ★ **Unidades de bombeo.** Las instalaciones de bombas de inserción (rod pumps) para los pozos de gas pueden ser muy caras de instalar y de operar, pero pueden extender la vida del pozo, aumentar la recuperación, incrementar los réditos, y reducir las emisiones de metano. Su aplicación en pozos de gas debe ser diseñada cuidadosamente para asegurar la instalación de las unidades de bombeo sin problemas, minimizar los costos de instalación, y maximizar los ahorros en costos operativos reduciendo el desgaste mecánico y la necesidad de servicios al pozo.

Las consideraciones técnicas para la aplicación de una bomba de inserción incluyen la capacidad de bomba necesaria, la ubicación de la misma en la profundidad del pozo, y el tipo y gravedad del fluido en el pozo (salmuera, agua dulce, hidrocarburos, hidrógeno, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, etc.). Estos factores influyen en los componentes de la

instalación de la bomba, incluyendo los materiales, la medida y grado de la sarta de varillas, el diseño de la bomba, la medida del motor de impulsión, la velocidad de la bomba y la longitud de la carrera. Entre los recursos disponibles para evaluar y diseñar las aplicaciones de las bombas de inserción en los pozos de gas se incluyen publicaciones del American Petroleum Institute y de la Society of Petroleum Engineers; vendedores de unidades de bombeo, y modelos diseñados por computadora. En general, las instalaciones de bombas de inserción para pozos de gas presentan volúmenes más bajos de fluido que para los pozos de petróleo. Los costos operativos pueden minimizarse dimensionando correctamente el artificial lift y bombeando tan lentamente como sea posible mientras se mantiene agotado temporariamente al pozo (pump-off). También es efectivo el uso de controladores de pump-off haciendo coincidir el desplazamiento de la bomba con el volumen de fluido que ingresa al pozo.

Paso 2. Determinar el costo de las opciones de remoción de fluidos.

Los costos relacionados con las diversas opciones de remoción de fluidos incluyen gastos de capital, de puesta en funcionamiento, y de mano de obra para comprar e instalar el equipo, así como los costos de operar y mantener los sistemas.

- ★ **Agentes espumantes.** Los socios informan que los costos de capital y de puesta en funcionamiento para instalar lanzadores de jabón van de \$500 a \$3,880

Ilustración 8: Aumento de producción de gas por aplicación de agentes espumantes —La experiencia de un socio

- Un socio de Natural Gas STAR informa inyectar agente espumante en 15 pozos usando barras de jabón.
- El aumento de producción de gas de los pozos individuales creció en promedio 513 Mcf por pozo por año.
- El aumento de producción anual para todo el proyecto fue de 7,700 Mcf.
- El costo total para el proyecto fue de \$8,871 en dólares del año 2010.
- A precios nominales de gas de \$3.00/ Mcf a \$5.00/ Mcf, el aumento de la producción varía entre rangos de \$23,100 a \$38,500/año y el retorno ocurre en 3 a 5 meses.

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

por pozo. El costo mensual del agente espumante es de \$500 por pozo, o de aproximadamente \$6,000 al año. Es decir, los costos típicos varían entre \$500 y \$9,880.

★ **Tubería de velocidad.** Un socio informa que los costos totales de capital e instalación son de por lo menos \$25,000 por pozo, que incluye el tiempo del equipo de workover, las herramientas del fondo del pozo, las conexiones de tubing y la supervisión. Otro socio ha colocado tubería de velocidad en más de 100 pozos e informa que los costos totales de instalación van entre \$8,100 a \$30,000 por pozo. Basado en las experiencias de los socios, puede decirse que los costos típicos variarán entre \$7,000 y \$64,000 por pozo.

★ **Automatización inteligente del sistema de aspiración de émbolo.** Dos socios reportaron haber implementado sistemas automatizados con control inteligente para sus sistemas operados con sistema de aspiración de émbolo. Una operación es bastante pequeña, consistente en 21 pozos. La segunda abarcó toda la cuenca en más de 2,150 pozos. Se informaron costos de \$6,300 por pozo en la más pequeña, El costo total en un período de cinco años para la más grande es de \$12,200,000 o de aproximadamente \$5,700 por pozo. Los costos típicos fluctuarán entre \$5,700 y

\$18,000 dependiendo de la complejidad del sistema automatizado inteligente. Estos costos se sumarían a los de la instalación del sistema de aspiración de émbolo.

★ **Unidades de bombeo.** Los costos de capital e instalación incluyen el uso de un equipo de workover con su personal, por aproximadamente un día, varillas de bombeo, costos para las guías de varillas y la bomba, y el costo de la unidad de bombeo con su motor. Otros costos de puesta en marcha pueden incluir operaciones de limpieza misceláneas para preparar el pozo para que reciba una bomba y varillas de bombeo pozo abajo.

Los socios informan que la preparación de la locación, la limpieza del pozo, el equipo de artificial lift, y una unidad de bombeo pueden ser instalados por \$41,000 a \$62,000 por pozo. El costo promedio únicamente para la unidad de bombeo informado se encuentra en el rango de \$17,000 hasta \$27,000. La mayor parte de las compañías tienen unidades excedentes en stock que pueden ser activadas pagando sólo los gastos de transporte y reparación, o también se pueden comprar unidades usadas.

Paso 3. Estimar los ahorros de las diversas opciones de remoción de fluidos.

Ilustración 9: Comparación de los ahorros en costos y emisiones al utilizar opciones de remoción/ artificial lift informada por un socio

Enfoque de remoción de fluido	Costos de instalación (\$/pozo)	Aumento en la producción de gas (Mcf/pozo/año)	Emisiones de metano ahorradas al no haber swabbing / purga ² (Mcf/pozo/año)	Otros ahorros en costos potenciales (\$/pozo)
Uso de agentes espumantes	\$500 - \$9,880 (instalación del lanzador de jabón); \$500/mes (surfactante)	365 - 1,095	178 - 7,394	\$2,000 (eliminación de swabbing del pozo)
Instalación de Tubería de velocidad	\$7,000 - \$64,000	9,125 - 18,250	146 - 7,394	\$2,000 - \$13,200 (eliminación de swabbing y purga)
Controles automatizados inteligentes para los sistemas de aspiración de eembolo¹	Costo promedio informado por el socio = \$5,700 - \$18,000	No informado por los socios (5,000 Mcf estimado para un pozo prom. en EEUU asumiendo un 10 -20% de aumento de producción)	Informado por el socio = 630 - 900 (500 Mcf estimado para un pozo promedio en EEUU asumiendo un 1 % de la producción anual)	\$7,500 (reducción de costos laborales para controlar el sistema de aspiración de émbolo en el pozo)
Instalación de bombas de inserción y unidades de bombeo	\$41,000 - \$62,000	No informado	769 - 1,612	\$22,994 (valor de rescate al final de la vida del pozo)

¹Aumento de costos y de producción, ahorros de emisiones de metano por la instalación de un sistema de aspiración de émbolo automatizado. ²Asume que el contenido de metano del gas natural en la cabeza del pozo es 79 %, a menos que se informe lo contrario.

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

Los ahorros totales vinculados con cualquiera de las opciones de remoción de fluidos y de artificial lift incluyen:

- ★ Ingresos por el aumento de producción de gas;
- ★ Ingresos por emisiones evitadas;
- ★ Costos adicionales evitados, tales como costos de tratamiento de pozo y de workover, y reducción de combustible y energía;
- ★ Valor de rescate.

Ingresos por el aumento de producción

El beneficio más significativo de utilizar los agentes de espuma, una tubería de velocidad, o una unidad de bombeo es prolongar la vida productiva del pozo por medio de reducir la presión de abandono del reservorio e incrementar la producción acumulada de gas. El beneficio de automatizar un sistema de aspiración de émbolo es optimizar el ciclo del émbolo. La mayor parte del aumento en la producción se logra a través de la decisión inicial de instalar sistemas de aspiración de émbolo. La instalación de un sistema de control automatizado inteligente brinda aumentos crecientes en la producción de gas por sobre un sistema de aspiración de émbolo operado en forma manual o con un temporizador, pero el beneficio más significativo es que se evitan las emisiones de las purgas repetidas, y se reduce el tiempo del personal necesario en el pozo.

Se evalúan las opciones de remoción de líquidos basándose en el aumento de la producción de gas previsto en las purgas de pozo. Para pozos cuya producción no está declinando, se estima el aumento en la producción por instalar una tubería de velocidad o un artificial lift asumiendo que el promedio de producción pico luego de un evento de purga representa el aumento del pico de producción que se logrará luego de implementar la opción de remoción de fluidos en el pozo.

La evaluación más común es para un pozo que ya está experimentando una declinación en la producción. En tal caso, es más complejo determinar el aumento en la producción de gas a partir de implementar un método de remoción de fluidos/artificial lift y requiere generar una nueva curva de la producción y declinación “esperadas” que podría resultar de reducir la contrapresión en los punzados del pozo. Esto requiere de un análisis de ingeniería de reservorio específico para el pozo. Se da un ejemplo de esta situación en el Apéndice B.

Una vez que se ha estimado el aumento de producción de gas luego de implementar un enfoque de remoción de fluidos, los operadores pueden calcular el valor del aumento y estimar la economía de la aplicación. La Ilustración 8 es un ejemplo de los ingresos potenciales del aumento de producción utilizando agentes espumantes. Tome en cuenta que la Ilustración 8 no incluye otros beneficios, tales como las emisiones de purga evitadas, y los ahorros en costos operativos.

Ilustración 10: Análisis económico de la instalación de tubería de velocidad reemplazando el swab-

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Valor del gas por aumento de producción¹		\$36,500	\$36,500	\$36,500	\$36,500	\$36,500
Valor del gas por emisiones evitadas²		\$640	\$640	\$640	\$640	\$640
Costo de instalación de la tubería de velocidad	(\$25,000)					
Costo por swabbing evitado		\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000
Flujo de caja neto anual	(\$25,000)	\$39,140	\$39,140	\$39,140	\$39,140	\$39,140
Tasa Interna de Retorno = 155% NPV (Valor neto actual)³ = \$112,156 Período de retorno = 8 meses						

¹ Gas valuado a \$4.00/ Mcf por 9,125 Mcf/pozo (25 Mcfd) debido al aumento de producción de gas

² Gas valuado a \$4.00/Mcf por 160 Mcf /pozo debido a las emisiones evitadas al eliminar el swabbing

³ Valor neto actual basado en una tasa de descuento de 10% en cinco años

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

Ingresos por emisiones evitadas

Las emisiones por ventear gas a la atmósfera varían tanto en frecuencia como en caudal, y son completamente específicas del pozo y del reservorio. El volumen de las emisiones evitadas reduciendo o eliminando las purgas variará debido a las características individuales, tales como la presión de la línea de venta, la presión estática del pozo, el promedio de acumulación de fluido, y las dimensiones del pozo (tales como profundidad y diámetro de la tubería de producción y tubería de revestimiento). Otra variable clave es la práctica normal del operario para ventear los pozos. Algunos operadores ponen en los pozos temporizadores automáticos. Algunos pozos son venteados manualmente con el personal en el lugar controlando la maniobra. En algunos casos, los pozos están abiertos para ventear, y se los deja sin atención por horas o días, dependiendo del tiempo que normalmente le toma al pozo liberarse de líquidos. Los beneficios económicos de las emisiones evitadas variarán considerablemente, y algunos proyectos tendrán períodos de retorno sensiblemente más bajos que otros.

Las emisiones anuales informadas atribuibles a purgas van desde 1 Mcf por pozo hasta varios miles de Mcf por pozo, de modo que los ahorros de emisiones atribuibles a las evitadas variará también de acuerdo con las características y datos disponibles de los pozos en particular que estén siendo venteados. La Ilustración 9 muestra el rango de emisiones evitadas informadas por varios socios luego de aplicar estrategias específicas de remoción de fluidos y de artificial lift en sus operaciones.

Los ingresos por emisiones evitadas pueden calcularse multiplicando el precio de venta del gas por el volumen de gas venteadado. Si no se han medido las emisiones, pueden ser estimadas. Esto puede hacerse construyendo una curva IPR para predecir el potencial de flujo abierto del pozo basándose en la presión del reservorio, la profundidad, las medidas de los tubulares, y los componentes del fluido. Otros métodos se discuten en el Apéndice C. El volumen de gas liberado durante una purga depende de la duración del evento, la temperatura de la cabeza del pozo, la medida de la línea de venteo, las propiedades del gas, y la cantidad de

Ilustración 11: Análisis económico de los sistemas de control de sistemas de aspiración de émbolo automatizados inteligentes para un yacimiento on-shore hipotético¹

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Valor del gas por el aumento de producción²		\$220,000	\$220,000	\$220,000	\$220,000	\$220,000
Valor del gas por emisiones evitadas³		\$40,000	\$40,000	\$40,000	\$40,000	\$40,000
Instalación de RTUs en los pozos, \$ (\$11,000/pozo x 20 pozos)	(\$220,000)					
Instalación del servidor/ comunicación (\$50K - \$750K)	(\$200,000)					
Costo laboral de monitoreo evitado (\$7500/pozo x 20 pozos)		\$150,000	\$150,000	\$150,000	\$150,000	\$150,000
Entrada de efectivo	(\$420,000)	\$410,000	\$410,000	\$410,000	\$410,000	\$410,000
Tasa interna de retorno = 94% NPV (Valor neto actual)⁴ = \$1,031,111 Período de retorno = 12.3 meses						

¹ Asume la producción de un pozo de gas promedio en los EEUU de 50,000 Mcf/Año

² Gas valuado en \$4.00/Mcf para 5,000 Mcf /pozo de aumento de producción debido a la operación optimizada del sistema de aspiración de émbolo; equivalente al 10% de la producción para un pozo on-shore promedio en los EEUU. Asume 20 pozos en el proyecto.

³ Gas valuado en \$4.00/Mcf para 500 Mcf de ahorros de gas debido a la reducción de purga/venteo; equivalente al 1% de producción de un pozo de gas promedio en los EEUU. Asume 20 pozos en el proyecto.

⁴ Valor neto actual basado en una tasa de descuento de 10 % a lo largo de 5 años.

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

agua producida.

En el Apéndice C figuran cuatro enfoques para estimar las emisiones en la purga. Ninguna de ellas da un resultado “exacto” en sentido absoluto, pero son lo suficientemente precisas para un manejo efectivo de los pozos productores de gas. Un enfoque de estimación de emisiones calcula el volumen de la purga del pozo como una función del tiempo de venteo, el promedio de producción normal, el volumen del pozo y las propiedades del gas. Otro usa el análisis de la presión transitoria para extrapolar el caudal de gas de la presión en la cabeza del pozo. Otro instala un medidor de orificio en la línea de venteo y mide el volumen específico de venteo a lo largo del tiempo. Los promedios de venteo resultantes expresados en Mcf/minuto se promedian para la formación, y se extrapolan del número inicial de pozos al resto de ellos.

Costos evitados y otros beneficios

Los costos evitados y otros beneficios adicionales dependen del tipo de sistema de remoción de líquidos/artificial lift aplicado actualmente en el pozo y del nuevo sistema a implementar. Pueden incluir la omisión de tratamientos químicos, menos trabajos de reparación (workover), costos de combustible más bajos y costos de operación y mantenimiento menores. Los socios que informaron el uso de agentes espumantes para reemplazar el pistoneo (swabbing) ahorraron aproximadamente \$2,000 anualmente por pozo. Los socios del Programa de EPA Natural Gas STAR que eligieron los sistemas de control automatizado inteligentes para los sistemas de aspiración de émbolo redujeron el costo laboral para controlar el campo en aproximadamente \$7,500 por pozo. La tubería de

velocidad elimina el pistoneo (swabbing), las purgas y los tratamientos químicos, cuyos costos están en el orden de unos pocos miles de dólares llegando a más de \$13,000 por tratamiento.

Paso 4. Evaluar la economía de las opciones de remoción de fluido.

Puede usarse un análisis de cash flow (flujo de caja) básico para comparar los costos y beneficios de las diversas opciones de remoción de fluidos. La Ilustración 9 es un resumen de los costos de instalación, ahorros de gas y reducción de pérdidas de metano asociados con el enfoque informado por los socios de Natural Gas STAR. Los análisis de cash flow basados en los informes reportados por los socios y los datos pueden verse en la Ilustración 10 con respecto a la instalación de sargas de tubería de velocidad y en la Ilustración 11 para los sistemas de control automatizados inteligentes de los sistemas de aspiración de émbolo.

Experiencia de socios

Esta sección hace hincapié en las experiencias informadas por socios del Programa Natural Gas STAR con las opciones de remoción de fluidos elegidas.

Instalación de sargas de tubería de velocidad.

Un socio informó la instalación de tubería de velocidad en dos pozos de la Costa del Golfo durante 2008. El costo total de la instalación en 2008 fue de \$25,000 por pozo, lo que incluyó un equipo de workover para retirar y reemplazar la tubería de producción, herramientas de pozo, conexiones y supervisión. Debido a la baja inflación durante los años 2008 y 2010, el costo de instalación en el 2010 es apenas algo más alto que en el 2008.

La instalación de tubería de velocidad en estos pozos mejoró la producción de gas de 25 Mcfd a 50 Mcfd, lo cual significa un aumento anual de la producción de aproximadamente entre 9,125 Mcf a 18,250 Mcf por pozo. Además, el ahorro de eliminar el pistoneo (swabbing) del pozo es de 160 Mcf por año por pozo. El contenido de metano del gas en la cabeza de pozo es 91%, de modo que la reducción estimada en las pérdidas de metano es de 146 Mcf por pozo. La tubería de velocidad también eliminó los costos de pistoneo (swabbing) de aproximadamente \$2,000 por pozo por año. La Ilustración 10 muestra un análisis de flujo de fondos (cash flow) de la instalación de tubería de velocidad en reemplazo del pistoneo (swabbing) de este socio.

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.

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

Instalación de sistemas de control automatizados "inteligentes" en los sistemas de aspiración de émbolo

Dos socios han aplicado este sistema. Un socio –BP– inició un proyecto de automatización en el 2000, y en el 2001 comenzó a instalar sistemas de control automatizados en los sistemas de aspiración de émbolo en sus operaciones en la Cuenca San Juan. BP justificó el proyecto basándose en los ahorros en emisiones de gas y de metano resultantes de una reducción del 50% en el venteo de los pozos entre los años 2000 y 2004. Para el año 2007, BP había implementado sistemas de control automatizados en más de 2,150 pozos equipados con sistema de aspiración de émbolo. Esto generó un promedio de ahorros en emisiones de metano de 900 Mcf por pozo. El costo total de los sistemas de automatización inteligentes fue de \$12.2 millones. El venteo total de gas se redujo de aproximadamente 4 billones de pies cúbicos de gas por año (Bcf) a aproximadamente 0.8 Bcf.

Otro socio del Programa Natural Gas STAR demostró que un uso sustancialmente menor de controles de automatización inteligentes en los sistemas de aspiración de émbolo puede ser similarmente efectivo. Se implementó el sistema en 21 pozos equipados con sistemas de aspiración de émbolo. El ahorro total de gas es de 16,800 Mcf por año, o de 800 Mcf por pozo. Asumiendo un contenido de metano de 79%, los ahorros anuales estimados en las emisiones de metano son de 632 Mcf por pozo.

En la Ilustración 9 se muestra el amplio rango de costos de capital e instalaciones de los componentes de sistemas de control automatizados en los sistemas de aspiración de émbolo. El servidor y el sistema de comunicaciones pueden ser bastante caros (\$50,000 a \$750,000), dependiendo del alcance del proyecto, pero según se van agregando más pozos equipados con sistema de aspiración de émbolo, el costo por unidad se reduce en forma importante. Los dos socios del Programa Natural Gas STAR informan que los costos aproximados de estos sistemas se encuentran entre \$6,800 a \$5,950 por pozo, respectivamente. La Ilustración 11 muestra un análisis básico de flujo de fondos (cash flow) basado en supuestos generales acerca del aumento potencial de la producción de gas y los ahorros en emisiones de metano para un pozo de gas on-shore promedio en los Estados Unidos.

Instalación de unidades de bombeo en pozos que elevan bajos volúmenes de agua

ConocoPhillips instaló unidades de bombeo en 45 pozos de

gas de baja presión en el 2003 para retirar bajos volúmenes de agua de los pozos y evitar que se sobrecarguen. Esta instalación eliminó los venteos de rutina de hasta una hora por día. El beneficio principal de instalar unidades de bombeo en estos pozos es el aumento en la producción de gas ganado al extender la vida productiva de los mismos. El socio informó de ahorros de gas de 973 Mcf por pozo debido a la eliminación de las purgas como un beneficio secundario, pero no insignificante. Los caballetes de bombeo en esta instalación están alimentados por motores eléctricos en lugar de por motores a gas natural, lo cual contribuye a liberar menos emisiones de metano, y baja los costos de mantenimiento.

ConocoPhillips informó de ahorros totales de gas de 43,780 Mcf para el proyecto de aproximadamente 973 Mcf por pozo por año. A un precio nominal del gas de \$4.00 a \$5.00/Mcf, corresponde a ahorros de aproximadamente \$3,892 a \$4,865 por unidad, o de \$175,140 a \$218,900 por año para el proyecto completo, consistente en 45 pozos. Suponiendo un contenido de metano de 79%, este proyecto ha reducido las pérdidas de metano por 34,586 Mcf por año.

Los costos totales de capital e instalaciones para las bombas del pozo y las unidades de superficie se estimó en \$62,000 por pozo o el equivalente a \$73,332 en dólares del año 2010. El costo total en el 2003 incluyó \$45,000 para la preparación del sitio, el equipo en el fondo del pozo, y la instalación, más un costo promedio de \$17,000 por unidad de bombeo. El proyecto fue expandido en los años subsiguientes. ConocoPhillips informó un total de 100 unidades de bombeo instaladas desde el 2005 al 2007. Durante este tiempo, el promedio de costo de instalación informado descendió a aproximadamente \$38,000 por unidad en dólares del año 2010. Suponiendo un precio nominal de gas de \$4, sólo los ahorros en gas venteado pagan la instalación de estas unidades en menos de 10 años.

Lecciones aprendidas

- ★ Para pozos de gas natural, existe una progresión de opciones para remover fluido acumulado, aumentar la producción, extender la vida del pozo y reducir o eliminar la necesidad del venteo.
- ★ Las opciones para retirar fluidos acumulados en los pozos de gas van desde la relativamente económica aplicación de surfactantes, adecuada para pozos con poca producción de fluido y con energía de reservorio aún significativa, a la instalación de unidades de

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

bombeo y bombas de inserción en el fondo del pozo en pozos con presión de reservorio agotada y con una producción importante de agua.

- ★ El mejor enfoque dependerá de en qué lugar de su vida productiva se encuentra un pozo.
- ★ La purga de pozo y el pistoneo (swabbing) pueden liberar grandes volúmenes de gas natural a la atmósfera, produciendo emisiones de metano importantes y pérdidas de gas.
- ★ Los sistemas de remoción de fluidos presentados en este estudio pueden reducir la cantidad de trabajo remedial necesario durante la vida de un pozo, eliminar las purgas, e incrementar la recuperación de un pozo al mismo tiempo que minimizar las emisiones de metano a la atmósfera.
- ★ Si un pozo está declinando en su producción, las alternativas discutidas aquí aumentarán la producción de gas en la mayoría de los casos, o, al menos, frenarán la declinación.
- ★ Este aumento en la producción de gas debe ser considerado en los análisis de flujo de caja (cash flow) y en los beneficios económicos futuros al evaluar las opciones de remoción de fluidos en pozos de gas. En la mayoría de los casos, el aumento en la producción es el beneficio principal de implementar cualquiera o todas las opciones presentadas.
- ★ Los ahorros en emisiones de metano y gas debidos a la eliminación del venteo son un beneficio secundario pero importante, que puede cubrir todos o la mayoría de los costos de instalación de la tecnología de remoción de fluidos.

Referencias

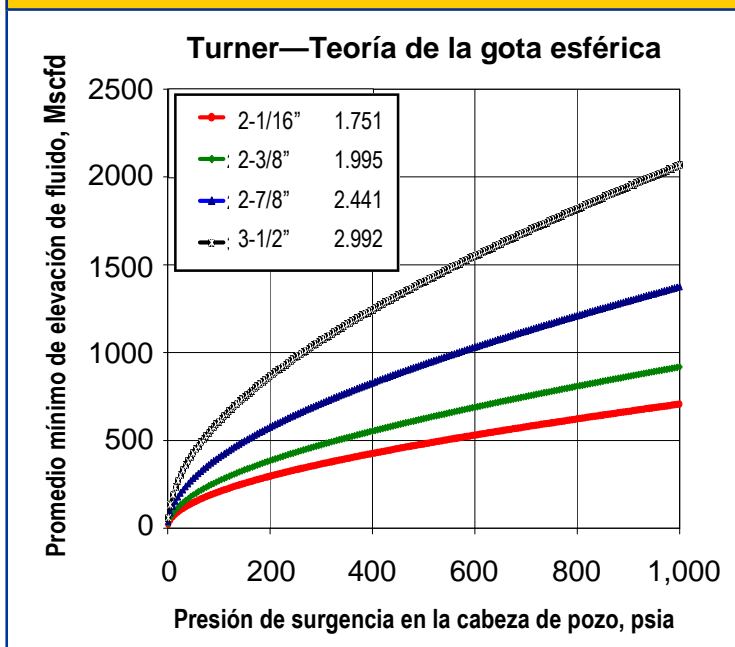
- Advanced Resources International, 2004, Review and Selection of Velocity Tubing Strings for Efficient Liquid Lifting in Stripper Gas Wells, Final Technical Report, May 31, 2004, U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Contract DE-FC26-00NT41025.
- Barry, D., 2009, Liquid Loading, ABB Total Flow presentation, May 11, 2009; <http://www.afms.org/Docs/Liquids/LiquidLoad.pdf>
- BP, 2009, Well Venting and Completion Emission Estimation, 2009 Natural Gas STAR Annual Workshop, San Antonio, TX.
- BP, 2006, Plunger Well Vent Reduction Project, 2006 Natural Gas STAR Workshop
- Brandywine Energy and Development Co., 2002, Design Development and Well Testing of a Prototype Tool for in Well Enhancement of Recovery of Natural Gas via Use of a Gas Operated Automatic Lift Pump, October 2002, U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Contract DE-FC26-00NT41025
- Christiansen, R. L., 2006, A New Look at Foam for Unloading Gas Wells; Final Report, September 1, 2004 to December 31, 2005, DOE Contract DE-FC26-00NT42098, Pennsylvania State University, June 2006.
- Dake, L.P. 1978, Fundamentals of Reservoir Engineering, First Edition, Elsevier, Great Britain
- Devon Energy, 2006, Opportunities for Methane Emissions Reductions from Natural Gas Production, presentation to Producers Technology Transfer Workshop, Fort Worth, TX, June 6, 2006.
- Elmer, B., and Gray, A., 2006, Design Considerations When Rod Pumping Gas Wells, Lufkin Automation, available at www.lufkinautomation.com.
- Ghareeb, M., Frost, B., Tarr, C. and Sadek, N., 2008, Application of Beam Pumping System for High Gas/Oil Ratio wells, Middle East Artificial Lift Forum, Bahrain, February 16-18, 2008
- McAllister, E.W. 1998, Pipe Line Rules of Thumb Handbook, Fourth Edition, Gulf Publishing Company, (pp. 282-284).
- Petroleum Technology Transfer Council, 2005, Gas Field Technology, Solutions from the Field newsletter, April 28, 2005, 4 pp.
- Smarter clocks automate multiple well plunger lift, Oil & Gas Journal, August 21, 2006, volume 104, issue 31.
- Turner, R.G. et al., 1969, Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells, Journal of Petroleum Technology, vol. 21, no. 11, Nov 1969, pp. 1475-1482.
- United States Environmental Protection Agency, 2010, *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks, 1990—2008*, U.S. EPA #430-R-10-606 (April 2010).
- Wells, M., 2003, Gas Well Deliquification, Elsevier, USA

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

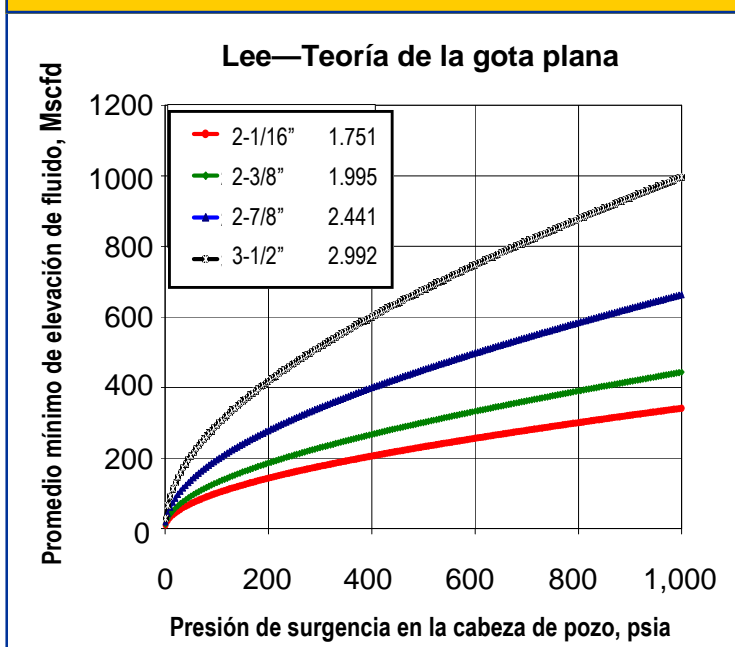
APENDICE A: Estimación del caudal crítico para retirar líquidos de la tubería de producción de producción

Ilustración A1: Promedio de descarga de Turner de un pozo productor de agua



Fuente: S. Bumgardner, Advanced Resources International, Inc.

Ilustración A2: Promedio de descarga de Lee para un pozo productor de agua



Fuente: S. Bumgardner, Advanced Resources International, Inc.

APENDICE B: Estimación del aumento de producción en pozos declinantes

Puede utilizarse el siguiente modelo analítico sacado de Fundamentals of Reservoir Engineering de Dake (1978) para estimar el aumento de flujo de gas en un pozo en respuesta a la reducción de la contrapresión en las perforaciones retirando los líquidos acumulados. La ecuación de ingreso en un estado semi constante es:

$$m(p_{avg}) - m(p_{wf}) = \left[\frac{1422 \times Q \times T}{k \times h} \right] \times [\ln(r_e/r_w) - 3/4 + S] \quad (8.15)$$

Donde,

$m(p_{avg})$ = promedio de pseudo presión del gas real

$m(p_{wf})$ = flujo del pozo a pseudo presión real

Q = promedio de producción de gas

T = temperatura absoluta

k = permeabilidad

h = altura de la formación

r_e = radio del límite externo

r_w = radio del orificio del pozo

S = coeficiente mecánico de efecto pelicular

El aumento en la producción logrado por la implementación de las diversas opciones de artificial lift puede estimarse resolviendo esta ecuación para "Q" calculada para un flujo retardado con fluidos en el orificio (condiciones actuales y curva de declinación actual), y comparando a "Q" calculada para la condición de ausencia de fluidos en el orificio (el artificial lift está activo y la curva de declinación mejorada). Esta exposición pretende ser una guía para estimar el impacto potencial de las alternativas de remoción de fluidos, y de ninguna manera es un sustituto de los análisis exhaustivos de la ingeniería de reservorios para pozos específicos.

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

APENDICE C: Técnicas alternativas para estimar las emisiones evitadas al reemplazar las purgas

Cálculo simple de volumen de venteo

Una estimación conservadora de los volúmenes de venteo de un pozo puede hacerse usando la siguiente ecuación:

$$\text{Volumen de venteo anual, Mscf/año} = (0.37 \times 10^{-6}) * (\text{Diámetro de la tubería de revestimiento}^2) * (\text{Profundidad del pozo}) * (\text{Presión estática}) * \# \text{ de venteos anuales}$$

Donde, el diámetro de la tubería de revestimiento se expresa en pulgadas, la profundidad del pozo es en pies, y la presión estática es en psia. Si no se conoce la presión estática, un sustituto adecuado es la presión de la tubería de revestimiento en la superficie.

Este es el volumen mínimo de gas que se ventearía a presión atmosférica de un pozo que ha dejado de surgir a la línea de venta debido a la acumulación de líquido en la tubería de producción igual a la diferencia de presión entre la de la línea de venta y la estática.

Si la presión estática es más de 1.5 veces la de la línea de venta, como es necesario para la instalación de un sistema de aspiración de émbolo, entonces el volumen de gas en la tubería de revestimiento a presión estática debería ser mínimamente suficiente para empujar el líquido en la tubería de producción a la superficie como “flujo tapón” cuando se reduce la contrapresión a la presión de la línea de venta.

Los socios pueden estimar el tiempo mínimo necesario para ventear el pozo usando este volumen y la fórmula de flujo de gas de Weymouth (resuelta para diámetros de caño, longitudes y caídas de presión en las Tablas 3, 4, y 5 de *Pipeline Rules of Thumb Handbook*, Cuarta Edición, pp. 283 y 284). Si la práctica es abrir y ventear los pozos por un período de tiempo más largo que el calculado por estos métodos, el Volumen Venteado Anual calculado por medio de esta ecuación puede ser ampliado de acuerdo con la razón entre el tiempo real de venteo versus el tiempo mínimo de venteo calculado usando la ecuación de Weymouth.

BP, socio de Natural Gas STAR, ha informado de tres enfoques para estimar las emisiones por venteo y por terminación, que incluyen: 1) una versión más detallada del método de cálculo de volumen de venteo explicado anteriormente, 2) un análisis de la presión temporal, y 3) la instalación de un medidor de orificio en la línea de venteo.

Cálculo detallado del volumen de venteo

El cálculo detallado del volumen de venteo es una función del tiempo de venteo, el promedio de producción normal, y el “valor de blowdown (purga) del pozo” que representa el volumen de gas en un pozo bajo una presión de línea supuesta.

$$\text{Volumen de venteo (Mcf)} = ((\text{Tiempo de venteo} - 30 \text{ min}) * (1/1440) * \text{Promedio de producción}) + (\text{Volumen de purga del pozo})$$

$$\begin{aligned} \text{Volumen de purga del pozo (Mcf)} = & (\text{prof. del pozo} * 3.1416 * (\text{diám. tubería de revestimiento}/2)^2) \\ & * ((\text{pres. de la tubería de producción} + \text{pres. atmosférica})/14.7) * (520/(\text{Temp}+460))/Z/1000 \end{aligned}$$

Variables:

- Promedio de producción, Mcf por día
- Profundidad del pozo, ft
- Presión atmosférica, psia
- Presión estática de la tubería de producción, psig
- Temperatura del gas en la tubería, °F
- Diámetro de la tubería de revestimiento de producción, ft
- Compresibilidad, Z

Una limitación del método de cálculo de volumen de venteo es que no toma en consideración el volumen o peso de una columna de fluido en el pozo en el momento del venteo.

Análisis de presión temporal

Este método se basa en observaciones de la presión en la cabeza del pozo versus el caudal para un conjunto específico de pozos, lo cual se usa para desarrollar una expresión lineal del flujo de gas versus la presión en cabeza de pozo. Esta relación es luego aplicada a los datos de presión temporales durante la purga para extrapolar Mcf versus tiempo para el período de venteo, diámetro del caño y la declinación en la presión en la cabeza del pozo durante el proceso. Todos los datos se evalúan usando software de análisis de datos de presión para extrapolar los volúmenes totales venteados basándose en el tiempo de purga, el diámetro del caño y la declinación en la presión en la cabeza del pozo durante el proceso. Una ventaja de este enfoque es que sí toma en cuenta la estrangulación del fluido y es confeccionado para pozos específicos. Las

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(Continuación)

limitaciones del mismo es que no toma en cuenta los ingresos muy importantes al reservorio y que los datos de observación pueden no ser representativos de la formación. Para lograr que el conjunto de datos sea más representativo, se recomienda que los datos incluyan al menos un punto dentro de los siguientes cinco rangos:

- ★ $P \leq 25$ psia
- ★ $25 \text{ psia} < P \leq 60 \text{ psia}$
- ★ $60 \text{ psia} < P \leq 110 \text{ psia}$
- ★ $110 \text{ psia} < P \leq 200 \text{ psia}$
- ★ $200 \text{ psia} < P$

Medición de purga en el orificio

Para este enfoque se instaló un medidor de orificio en la línea de venteo y se midieron los caudales directamente durante la purga. Una ventaja de este enfoque lo constituye la precisión de los datos obtenidos, lo que potencialmente ofrece comparaciones realistas de los volúmenes de venteo entre tipos de pozo, terminaciones de pozo, o formaciones productoras.

Una limitación es que los resultados obtenidos de una ‘población estudiada’ o de un pequeño subconjunto de pozos productores no son determinantes como para poder extrapolarlos a un yacimiento más grande, los pozos originales estudiados pueden no ser representativos de las operaciones del yacimiento visto como un todo.

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas

(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.