



Methane to Markets

Terminaciones de Emisiones Reducidas /
Elevadores de Émbolo y Automatización
Inteligente

Taller de Transferencia de Tecnología
Subcomité de Petróleo y Gas Natural

28 de enero del 2009
Monterrey, México

Agenda de Venteos en Pozos

- Pérdidas de Metano
- Recuperación de Metano
- ¿Es Rentable la Recuperación?
- Experiencia de la Industria
- Discusión

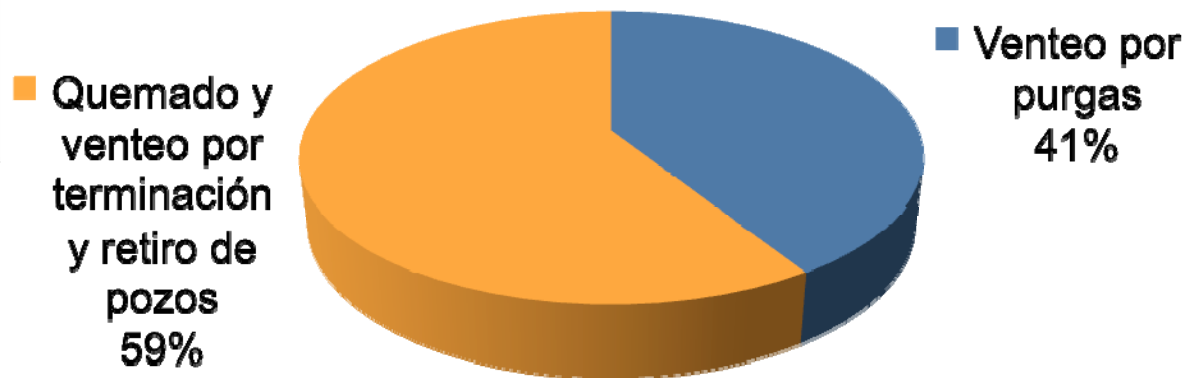


Fuente: Williams

Pérdidas de Metano (EUA): Operaciones de Terminación y Retiro de Pozos

- Se estiman pérdidas anuales de gas natural por 45 Bcf debido a operaciones de terminación y retiro de pozos¹
- Se estiman pérdidas anuales de condensado por 480,000 Bbl debidas a la quema y a el venteo

Quema y Venteo Anual de Gas Natural



¹ Se desconocen las cantidades quemadas y venteadas

Pérdidas de Metano Durante la Terminación de Pozos de Gas

- Es necesario limpiar externamente la perforación y la formación después de la fracturación hidráulica
 - Después de la terminación de nuevos pozos
 - Después del retiro de pozos
- Producir el pozo hacia un foso abierto o hacia un depósito para recolectar arena, recortes y fluidos del yacimiento para disposición
- Quema o venteo del gas natural producido
 - El venteo puede ocasionar formaciones peligrosas de gas
 - La quema es preferible cuando no hay inconvenientes o peligro de incendios

Recuperación de Metano Mediante Terminaciones de Emisiones Reducidas (TER)

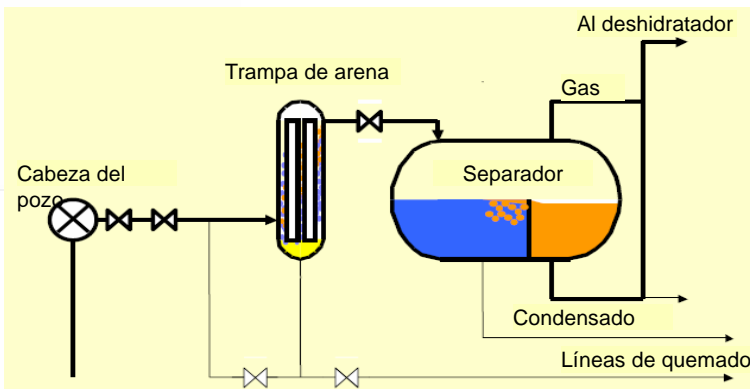
- Recuperar el gas natural y los condensados producidos durante el reflujó que sigue la fractura hidráulica
- Equipo portátil para separar arena y agua, procesar gas y condensados para venta
- Recuperación directa del gas mediante un deshidratador permanente y contabilizarlo en las líneas de venta, reduciendo quema y venteos



Equipo portátil para Terminaciones Reducidas en Emisiones

Terminaciones de Emisiones Reducidas: Equipo

- Equipo montado en un trailer para capturar el gas producido durante la limpieza
 - Trampa de arena
 - Separador de tres fases
- Uso de un deshidratador desecante portátil para retiros que requieran el mantenimiento del deshidratador de glicol



Instalaciones superficiales móviles y temporales. Fuente: BP



Terminaciones de Emisiones Reducidas: Condiciones

- Se requiere equipo permanente en el sitio antes de la limpieza
 - Sistema de tuberías a la cabeza del pozo
 - Deshidratador
 - Medidor para arrendamiento
 - Tanque de inventario
- El gas de venta puede ser usado para energía y/o gas elevador en pozos de baja presión

Terminaciones de Emisiones Reducidas: Pozos de Baja Presión

- Uso de compresores portátiles cuando la presión en el pozo es baja
 - Gas de elevación artificial para clarificar fluidos
 - Gas de compresión a líneas de venta
 - Precios mayores para amortizar inversión



Terminaciones de Emisiones Reducidas: Beneficios

- Reducción de emisiones de metano durante las terminaciones y los retiros
- Ingresos por ventas del gas y condensado recuperados
- Mejores relaciones con el gobierno y con actores públicos
- Seguridad mejorada
- Reducción de los costos de disposición

La Recuperación ¿Es Rentable?

- Los Socios reportan recuperaciones del 2% - 89% (promedio de 53%) del total de gas producido durante las terminaciones y retiro de pozos
- Recuperación estimada de 7 – 12,500 Mcf (3,000 Mcf en promedio) de gas natural en cada limpieza
- Recuperación estimada de 1- 580 Bbl de condensado en cada limpieza

Nota: Valores para pozos de alta presión

Experiencia de Anadarko

- Produce gas de formaciones “estrechas” en Wyoming, Colorado, y en Utah
- De 1998 a 2005 implementaron las terminaciones convencionales
 - En promedio 421 pozos/año terminados
 - Un promedio de pérdidas de 2,072 MMcf
 - Un promedio de 12 días de venteo/terminación
- Pérdidas de gas por US\$ 82.9 millones¹ en 8 años
 - Un promedio de US\$10.4 millones/año

¹ Gas valuado en US\$5/Mcf

Experiencia de Anadarko

- En el 2006 implementó las TER
- TER 2006 a 2008:
 - Completaron 613 pozos/año
 - Ahorros netos: 2,052 MMcf/año
 - A pesar de un incremento del 45% en las terminaciones de pozos
 - En promedio menos de 2 horas de venteo por terminación
- Incremento en los ingresos por US\$ 10.3 millones/año¹

¹ Gas valuado en US\$5/Mcf

Experiencia de Devon Energy

- Implementaron TER en Fort Worth Basin
- TER realizadas en 30 pozos con un incremento promedio en los costos de US\$8,700
- Un promedio de 11,900 Mcf de gas natural vendido vs. venteado por pozo
 - El flujo de gas natural y las ventas ocurren durante 9 días aparte de las 2-3 semanas de terminación
 - El gas de baja presión se envía a la planta de gas
 - Un valor conservador neto de las ventas de gas es de US\$59,500 por pozo a precios de gas de México²
- De ahora en adelante se esperan reducciones de emisiones de 1.5 a 2 Bcf al año

¹ Gas valuado en US\$5/Mcf

Experiencia de Williams

- 1,064 terminaciones con reflujos implementadas de 2002 a 2006
- Costo de implementación: US\$17.41 millones
- Recuperación total de 23,700 MMcf (23,700 BBtu¹)
 - Igual a una recuperación del 91.1%
 - Equivalente a US\$118.5 millones a precios de México²



¹ Asumiendo que 1 Mcf = 1 MMBtu

² Gas valuado US\$5/MMBtu

Preguntas para Discusión

- ¿En qué medida está implementado esta oportunidad?
- ¿Puede usted sugerir otros acercamientos para reducir los venteos en pozos?
- ¿Cómo podrían ser mejoradas o alteradas estas oportunidades para usarlas en su operación?
- ¿Cuales son las barreras (tecnológicas, económicas, falta de información, regulatorias, enfoque, mano de obra, etc.) que le impiden implementar esta práctica?

Descarga Líquida

- La acumulación de hidrocarburos líquidos o de agua en las perforaciones del pozo reduce e incluso para la producción
- Los operadores purgan los pozos a la atmósfera para expulsar líquidos



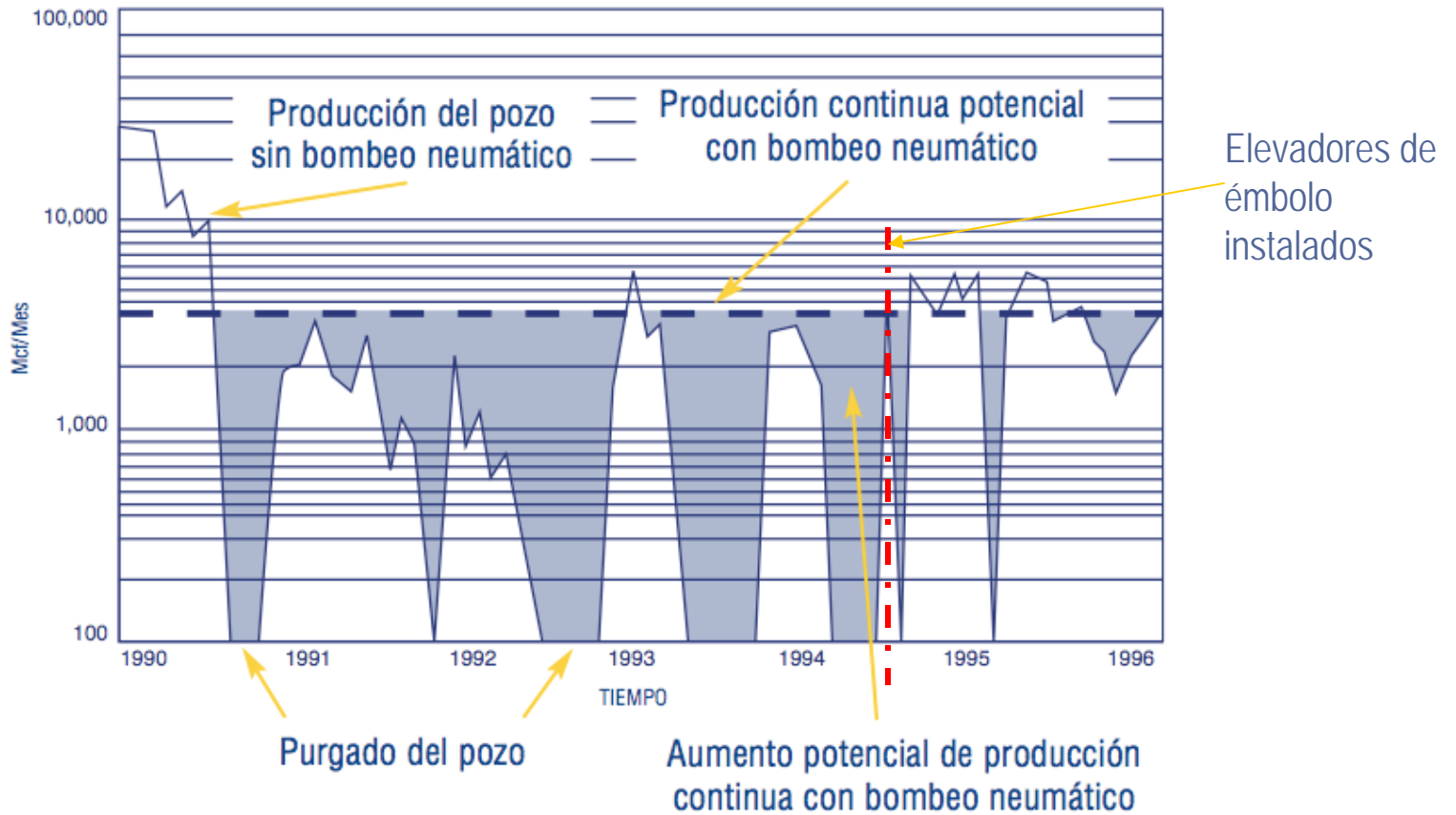
Los Elevadores de Émbolo Recuperan Líquidos con Menos Venteos de Gas

- Los elevadores de émbolo convencionales usan acumulaciones de presión de gas para elevar repetidamente las columnas de fluido fuera de los pozos
- Los ciclos fijos del cronómetro pueden no ajustarse al desempeño del yacimiento
 - Ciclo muy frecuente (alta velocidad del émbolo)
 - Émbolo no completamente cargado
 - Ciclo muy lento (baja velocidad del émbolo)
 - La presión de bloqueo no puede elevar el fluido a la parte superior
 - Puede tener que ventear a la atmósfera para elevar el émbolo



Ciclo del Elevador de Émbolo

Production Control Services
Spiro Formación del pozo 9N-27E



¿Cuál Es el Problema?

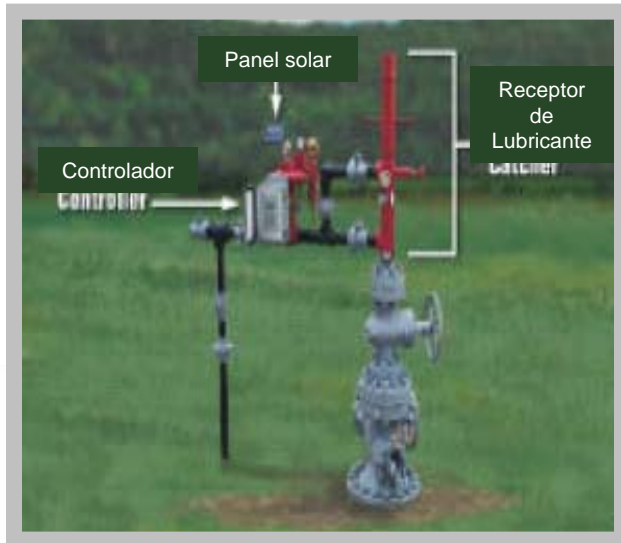
- El cronómetro requiere ajustes manuales del ciclo de tiempo de elevación
 - No se llevan a cabo regularmente
 - No toma en cuenta las fluctuaciones de presión en la línea de acopio, el decline del desempeño del pozo y el desgaste del émbolo
- Requiere el venteo manual a la atmósfera cuando el elevador está sobrecargado



Venteo de Pozos con Automatización Inteligente

- La automatización puede mejorar el desempeño del elevador de émbolo a través del monitoreo de parámetros en la perforación del pozo
 - Presión de la línea y del envolvente
 - Presión de la línea de venta
 - Tasa de flujo
 - Tiempo de viaje del émbolo
- Usando esta información, el sistema es capaz de optimizar las operaciones con émbolos
 - Para minimizar los venteos a la atmósfera
 - Recuperar más gas
 - Reducir aún más las emisiones de metano

Controladores Automatizados



Fuente: Weatherford

- Bajo voltaje; batería solar recargable
 - Monitorea parámetros del pozo
 - Ajusta el ciclo del émbolo
-
- Manejo a control remoto
 - Registro continuo de datos
 - Transmisión de datos a control remoto
 - Recibe instrucciones a control remoto
 - Monitoreo de otros equipos



Fuente: Weatherford

Reducción de Emisiones de Metano

- La reducción de emisiones de metano es un beneficio secundario
 - La optimización del ciclo de elevación para remover líquidos incrementa la producción del pozo de 10 a 20%¹
 - Un incremento adicional del 1% en la producción por evitar venteos
- En promedio una reducción de emisiones de metano de 500 Mcf/año por pozo en EUA



¹ Reportado por Weatherford

Otros Beneficios

- Reducción del costo de mano de obra por pozo
- Condiciones de producción optimizadas continuamente
- Identificación remota de condiciones de operación potencialmente inseguras
- Monitoreo y registro de otros equipos en el pozo
 - Deshidratador de glicol
 - Compresor
 - Tanque de acopio
 - Unidad de recuperación de vapores



¿Es Rentable la Recuperación?

- Costo de instalación del controlador con automatización inteligente: ~US\$15,000
 - Cronómetro del elevador de émbolo: ~US\$7,000
- Ahorro en mano de obra: doble productividad
- Incremento de producción: 10% a 20%
- Incremento de producción por evitar venteos: 1%

- Ahorros =
(MMBtu/año) x (10% inc. de prod.) x (precio del gas)
+ (MMBtu/año) x (1% inc. de prod. vent.) x (precio del gas)
+ (horas-hombre/año) x (0.5) x (costo unitario de mano de obra)

\$ Ahorros al año

Análisis Económico

- Ahorros sin descuento por pozo promedio =
 $(50,000 \text{ MMBtu/año}) \times (10\% \text{ incr. prod.}) \times (\text{US\$}5/\text{MMBtu})$
 $+ (50,000 \text{ MMBtu/año}) \times (1\% \text{ por reducción emisiones}) \times (\text{US\$}5/\text{MMBtu})$

US\$27,500 de ahorro/ año

- Retorno de la inversión en 6.6 meses a precios de gas de US\$ 5/MMBtu

Precio del gas (US\$/MMBtu)	3	5	7
Retorno (meses)	12.3	8.1	6.1
NPV (US\$)	50,077	86,955	123,833

Experiencia de BP

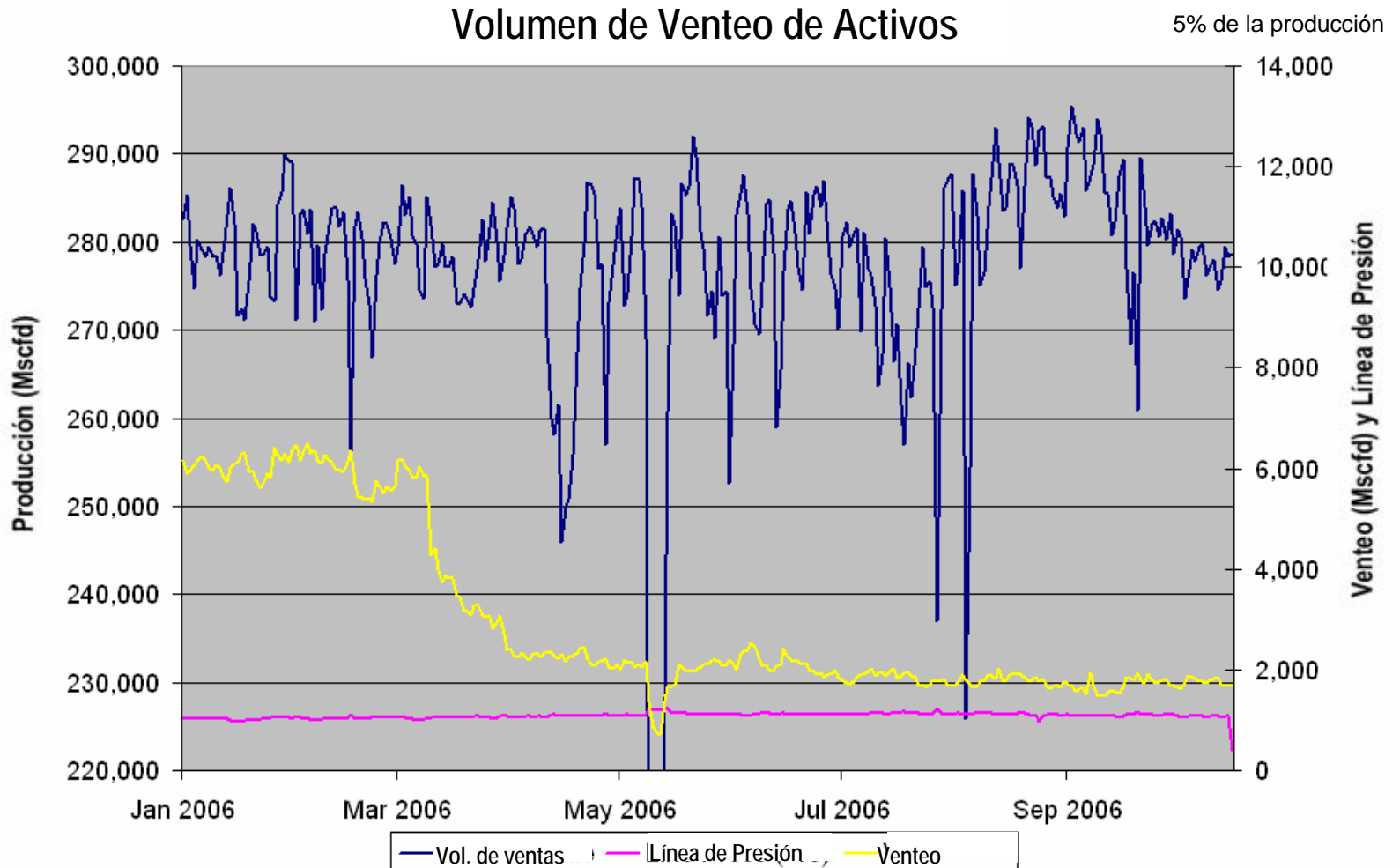
- El primer proyecto de automatización de BP fue diseñado e iniciado en el 2000
- Las instalaciones piloto y las pruebas se realizaron en el 2000
 - Se instalaron sistemas de elevadores de émbolo con control automatizado en ~2,200 pozos
 - Costo de instalación por pozo de ~US\$15,000 por Unidad de Terminal Remota
 - Costo de instalación del servidor entre US\$50,000 y US\$750,000
- Se logró aproximadamente una reducción del 50% en los venteos de 2000 a 2004

Experiencia de BP

- En el 2006, BP diseñó dos estudios piloto para mejorar aún más el control específico del pozo
 - Se entrevistó al equipo del cuarto de control y se trabajó de manera cercana con el líder del equipo de automatización en campo
 - Se estableció un nuevo procedimiento basado en la experiencia con los elevadores de émbolo y en análisis de pozos piloto
- A mediados del 2006, la automatización “inteligente” fue aplicada a los pozos
 - Se reportaron ahorros de 1,424 Mcf por año por pozo
 - Ahorros totales por 3.1 Bcf/año (3,100 BBtu/año)
 - Equivalentes a US\$15.5 millones/año¹

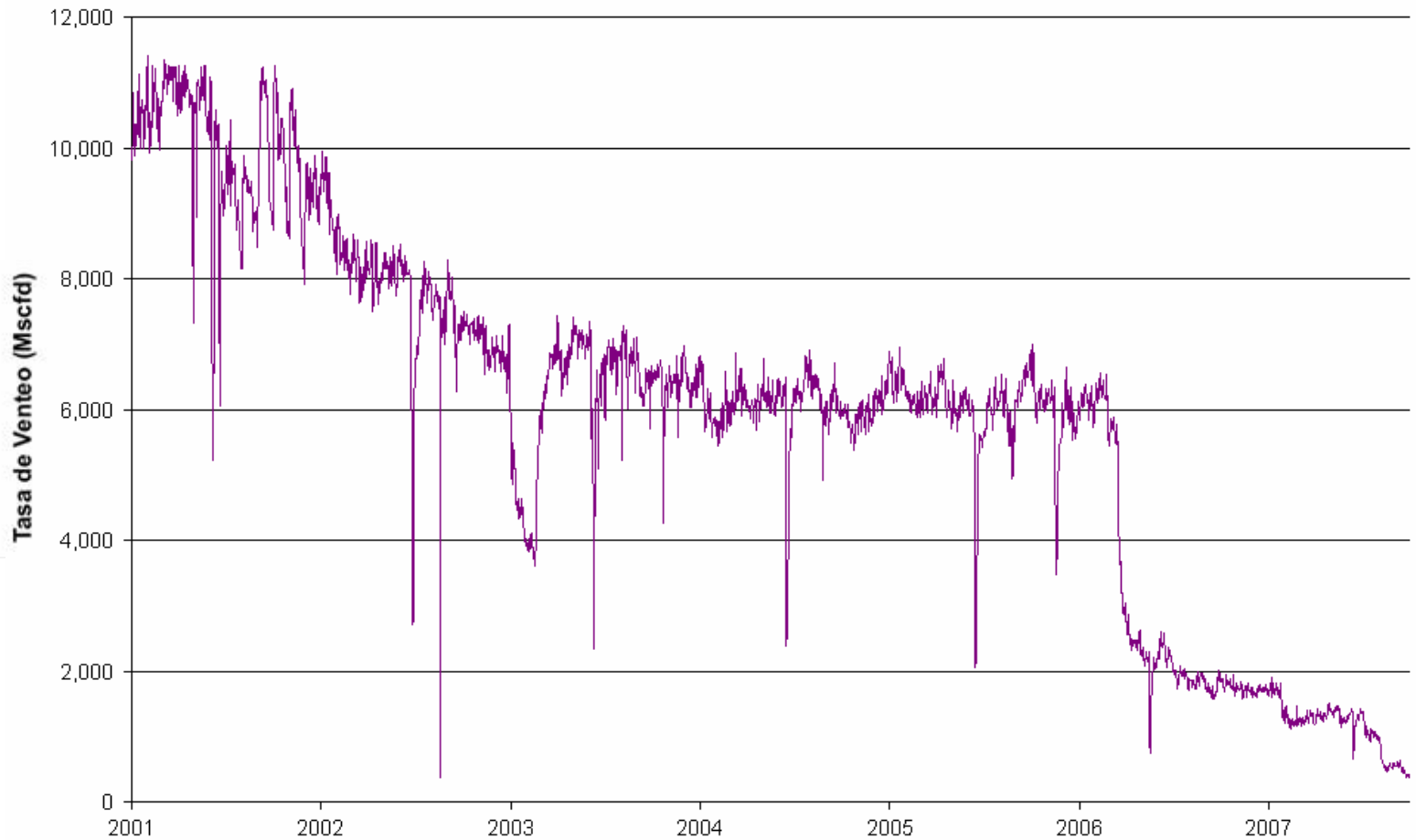
¹ Gas valuado en US\$5/MMBtu

Experiencia de BP



Experiencia BP

Volumen de Venteo Diario



Discusión

- Experiencia de la industria aplicando estas tecnologías y prácticas
- Limitaciones en la aplicación de estas tecnologías y prácticas
- Actualización de costos y beneficios