Methane to Markets

Reducción de Emisiones de Metano con Recuperadores de Vapor en Tanques de Almacenamiento

Taller de Transferencia de Tecnología
IAPG & US EPA

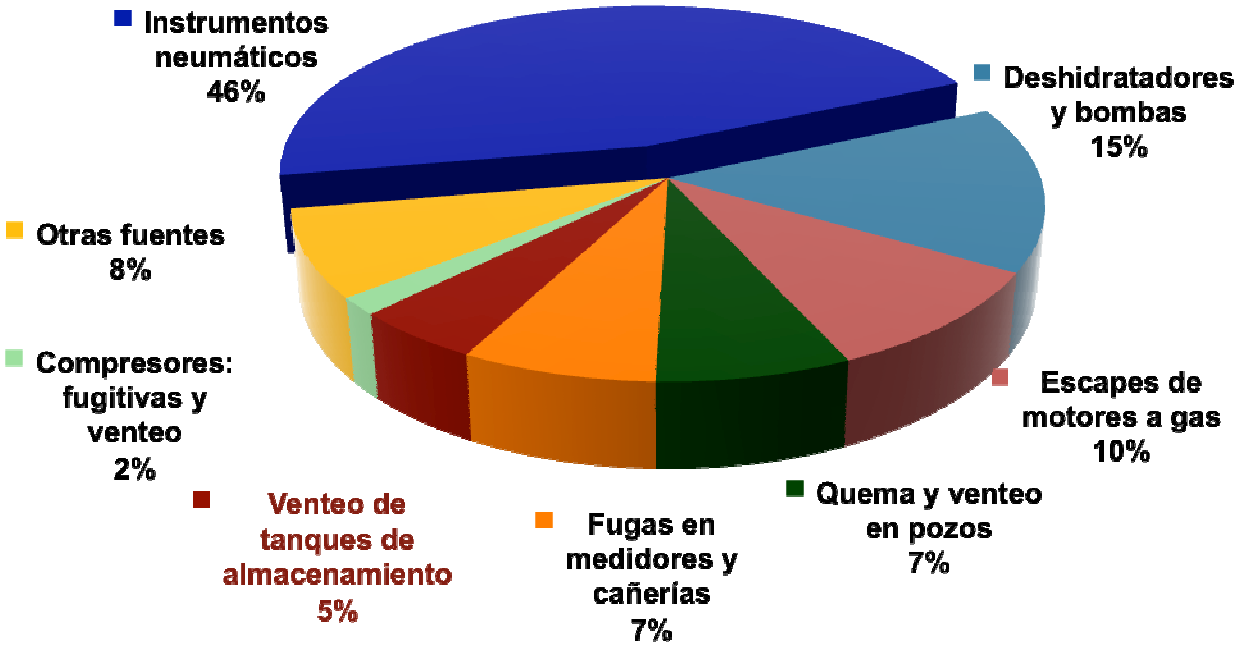
Noviembre 5, 2008
Buenos Aires, Argentina

Unidades de Recuperación de Vapores: Agenda

- Pérdidas de Metano
- Recuperación de Metano
- ¿Es Rentable la Recuperación?
- Experiencia de la Industria
- Resumen de Proyecto para Argentina
- Preguntas para Discusión

Pérdidas de Metano de Petróleo Crudo y Tanques de Almacenamiento

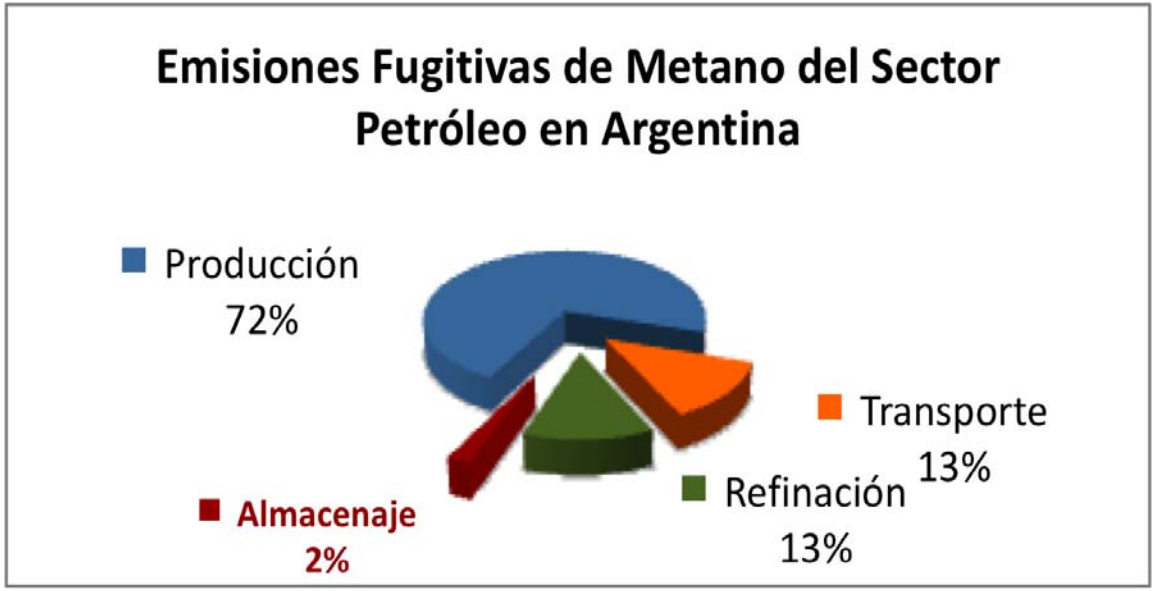
- Los tanques de almacenamiento de condensado contabilizan:
  - 5% de las emisiones de metano de los sectores de producción, exploración y compresión en EUA



EPA. *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990 – 2005.* Abril de 2007. AvaDisponible en la red en: http://yosemite.epa.gov/oar/globalwarming.nsf/content/ResourceCenterPublicationsGHGEmissions.html
Las reducciones de Natural Gas STAR se muestran como se publicaron en el inventario.

Pérdidas de Metano de Petróleo Crudo y Tanques de Almacenamiento

- En Argentina las emisiones fugitivas de metano 588,41 MtonCO_2e/año contabilizan el 90% del sector energía[1]
  - 12,45 MtonCO_2e de emisiones fugitivas de metano del sector petróleo
  - 0,28 MtonCO_2e de emisiones fugitivas de sistemas de almacenamiento (2% del sector petróleo)



[1] Datos extraídos de: Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. *Segunda Comunicación Nacional de la República Argentina a la UNFCCC.* Octobre, 2007. Fundación Bariloche y Gobierno de Argentina.

Methane to Markets

Pérdidas de Metano en Tanques de Almacenamiento

- Una batería de tanques puede ventear de 142 a 14.158 Mm^3 por año de vapores de gas natural y otros hidrocarburos ligeros a la atmósfera
  - Las pérdidas de vapores están en función del rendimiento del crudo o condensado, la gravedad y la presión del separador de gas-crudo
- Pérdidas por vaporización (flasheo)
  - Ocurren cuando el crudo o el condensado se transfiere de un separador de gas-crudo a alta presión a un tanque a presión atmósférica
- Pérdidas por trabajo
  - Ocurren cuando los niveles de crudo o condensado cambian y cuando el líquido del tanque es agitado
- Pérdidas estáticas
  - Ocurren con los cambios diarios y estacionales de temperatura y presión barométrica

Methane to Markets

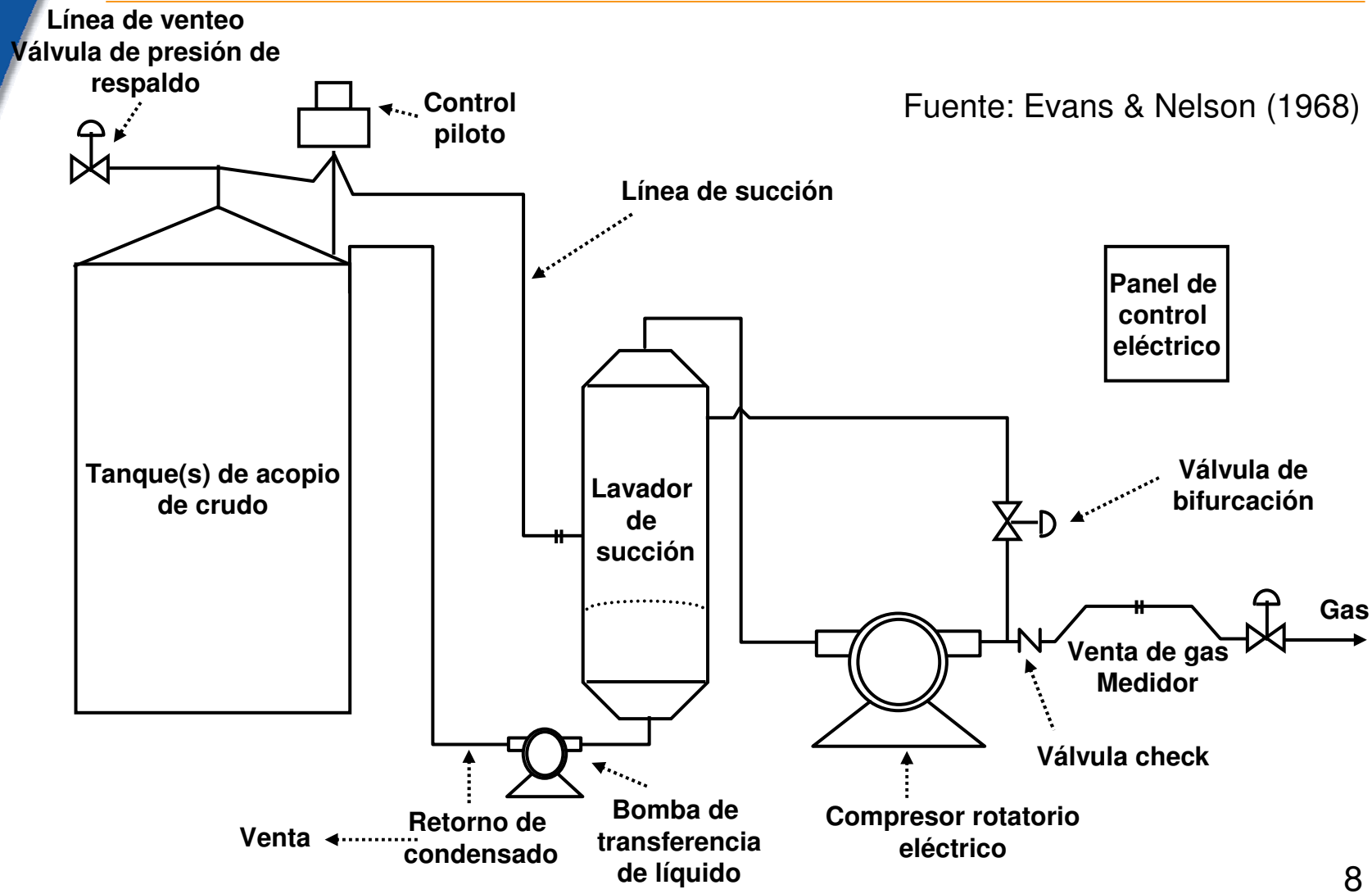
Recuperación de Metano: Recuperación de Vapores

- La recuperación de vapores puede capturar hasta el 95% de los hidrocarburos que se evaporan de los tanques
- Los vapores recuperados tienen un contenido de energía mayor que el gas natural en las cañerías
- Los vapores recuperados son más valiosos que el gas natural y tienen multiples usos
  - Re-inyección a las líneas de venta
  - Usarse como combustible en sitio
  - Enviarlos a plantas de procesamiento para recuperar líquidos valiosos del gas natural

Tipos de Unidades de Recuperación de Vapores

- Unodades de recuperación de vapores (URV) convencionales
  - Use un compresor de tornillo o uno de aletas deslizantes para succionar los vapores que salen a presión atmosférica del tanque de almacenamiento
  - Los compresores rotatorios son nuevos en este mercado
  - Requiere energía eléctrica o un motor
- Unidades de recuperación de vapor con eyector venturi (EVRU™) o Vapor Jet
  - Use los eyectores venturi en lugar de los compresores rotatorios
  - No contienen partes móviles
  - El EVRU™ requiere de una fuente de alta presión motriz de gas y un sistema de descarga de presión intermedia
  - El Vapor Jet requiere alta presión motriz de agua

Unidad de Recuperación de Vapores Convencional

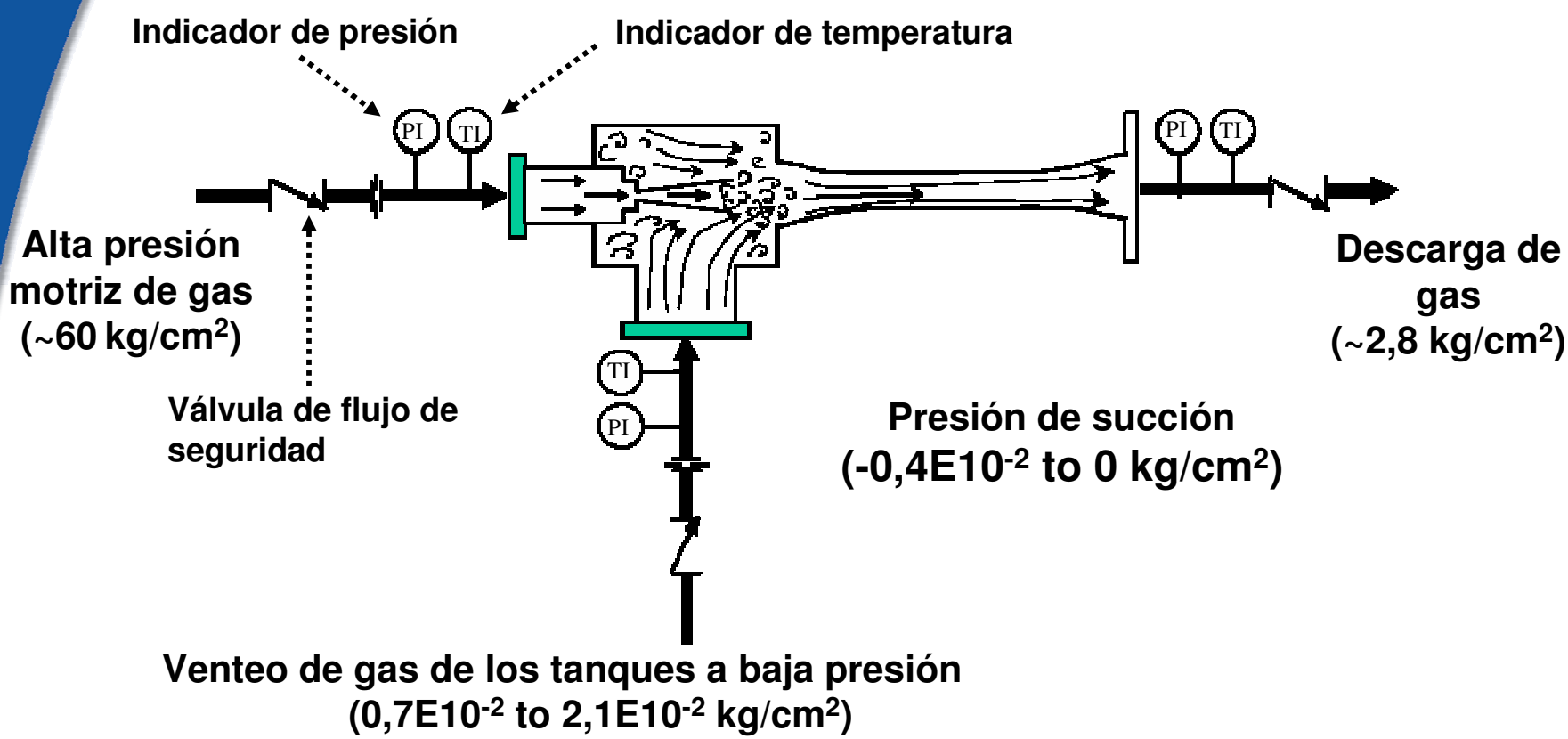


Fuente: Evans & Nelson (1968)

Instalaciones de Recuperación de Vapores

Methane to Markets

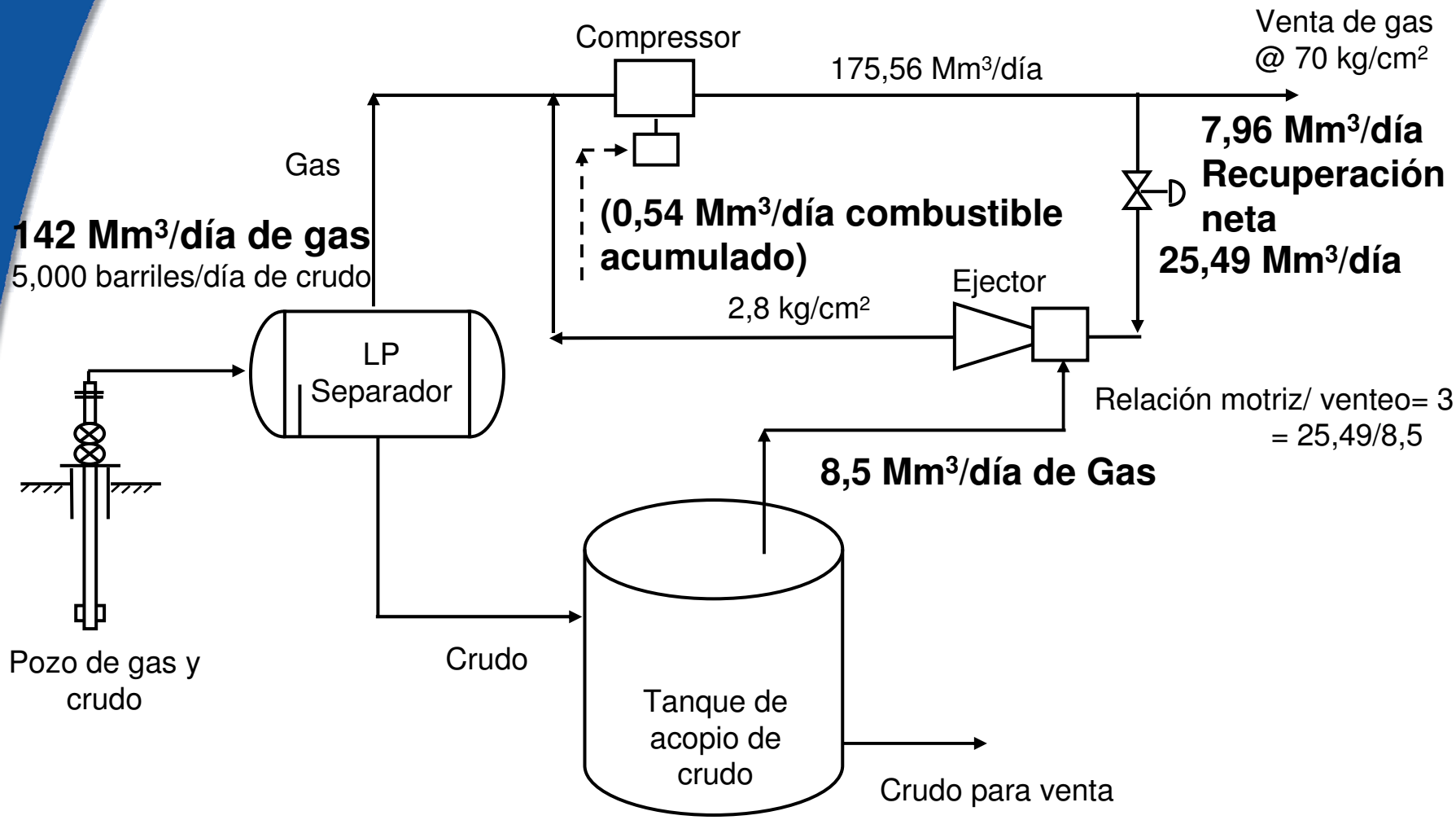
Venturi Jet Ejector*



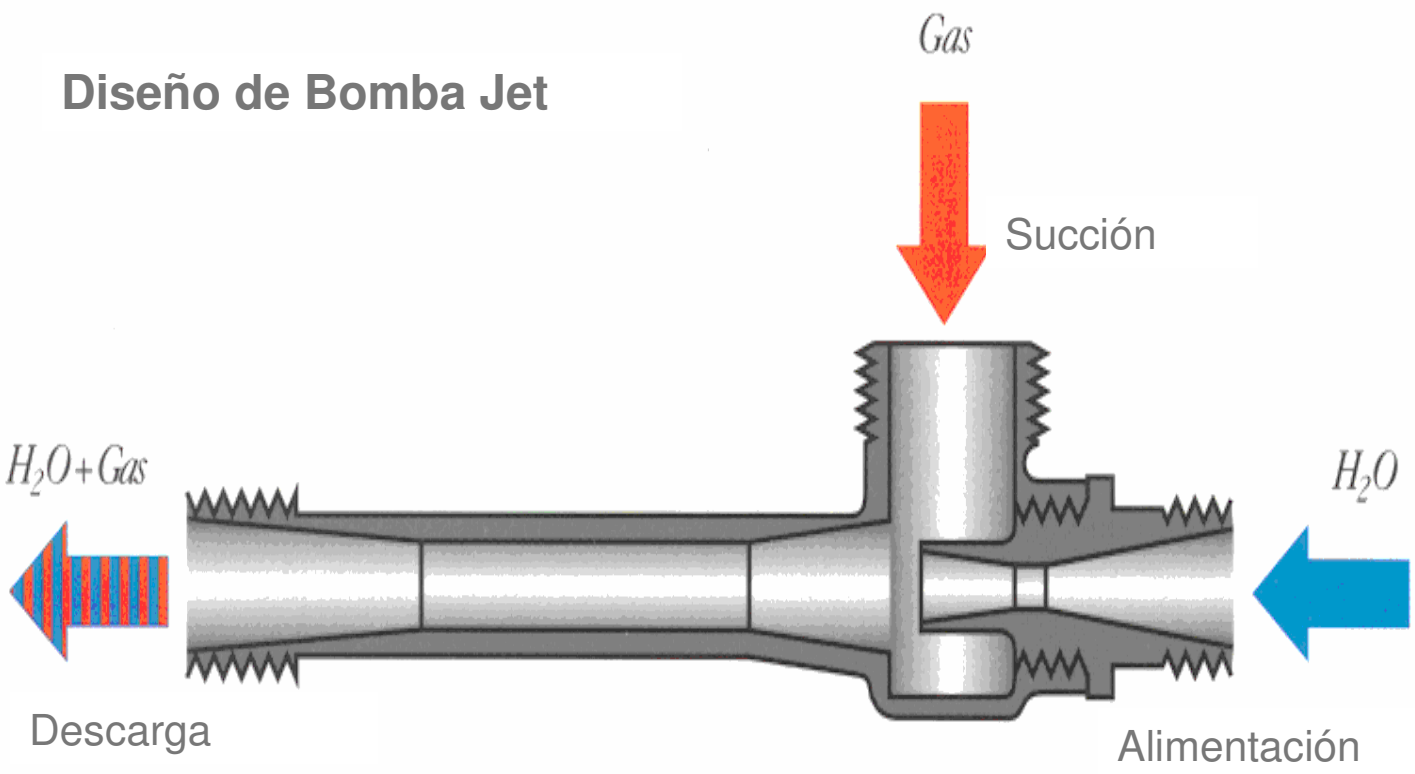
*EVRU™ Patentado por COMM Engineering

Adaptado de SRI/USEPA-GHG-VR-19

Recuperación de Vapores con Ejector

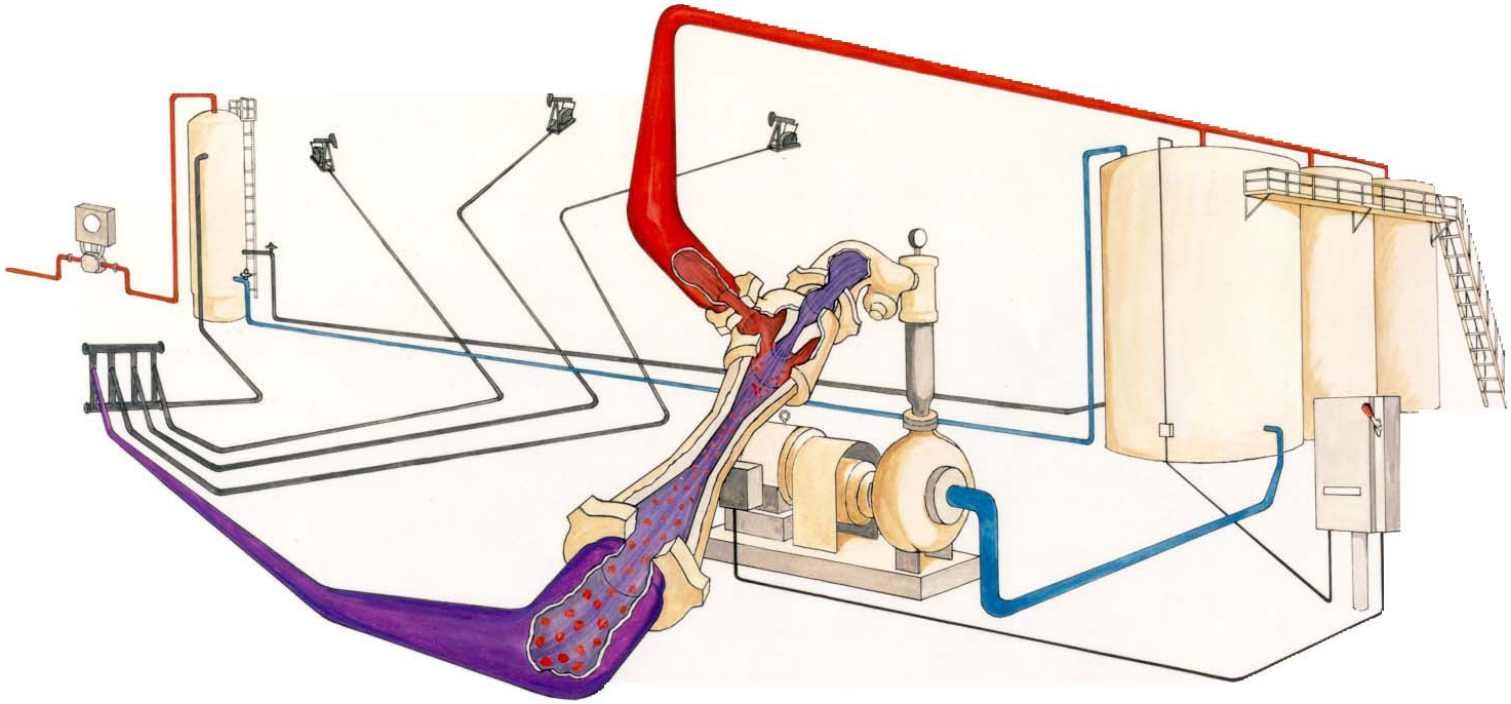


Vapor Jet System*



*Patentado por by Hy-Bon Engineering

Vapor Jet System*



- Usa el agua producida en un ciclo cerrado para extraer el gas de los tanques
- Una pequeña bomba centrífuga forza al agua a través del Venturi Jet, haciendo un efecto de vacío
- Límitado por volúmenes de gas de 2 Mm^3/ día y por una descarga de presión de 3 kg/cm^2

*Patentado por Hy-Bon Engineering

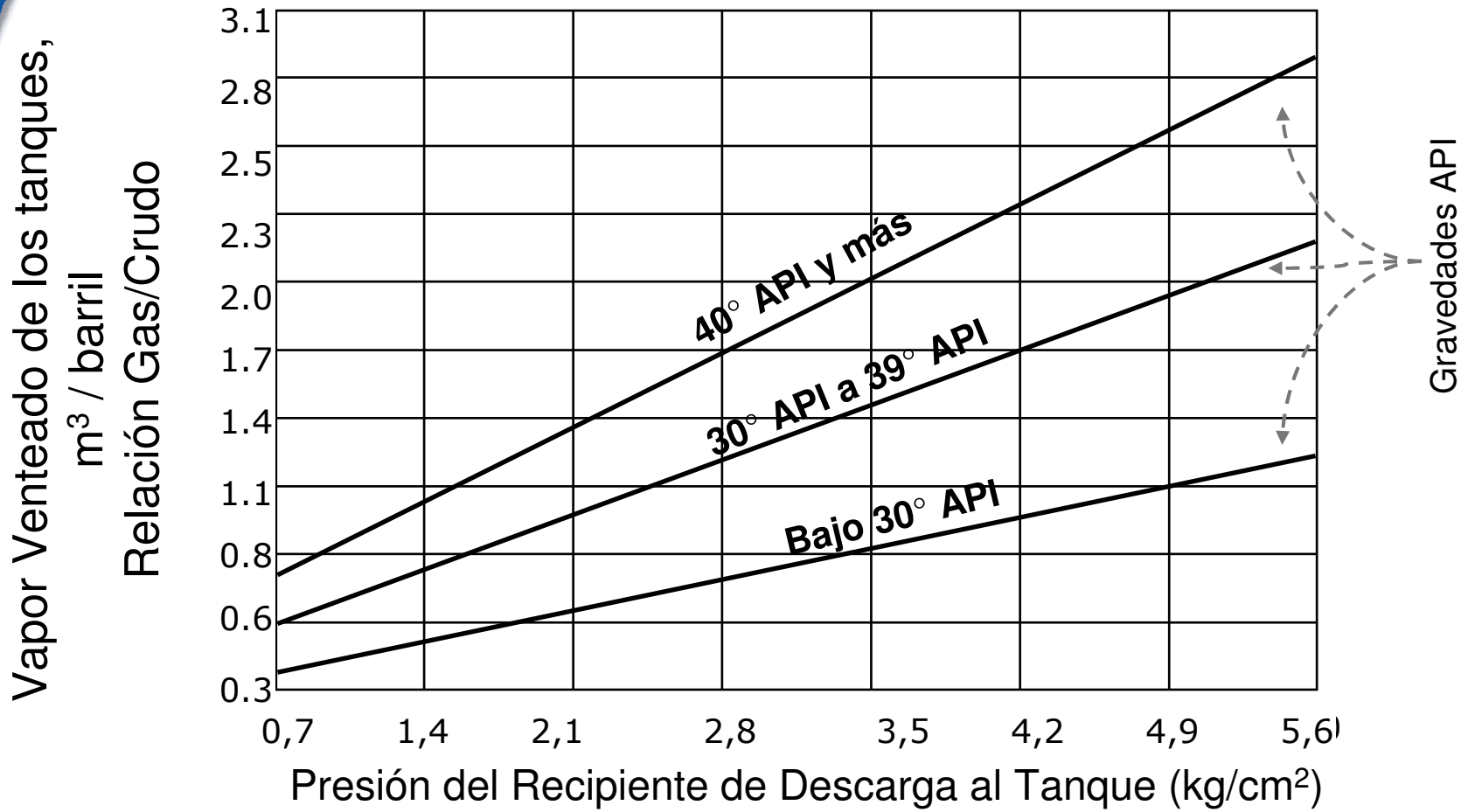
Criterios para la Ubicación de las Unidades de Recuperación de Vapores

- Fuente permanente y cantidad suficiente de pérdidas
  - Tanque de acopio de crudo
  - Tanque flash, calentador/tratador, venteos de espumadera de agua
  - Controladores neumáticos y bombas
  - Venteo de las columna de deshidratación
  - Trampa de purga de venteos
- Desembocadura para el gas recuperado
  - Acceso a una línea de gas de baja presión, succión de compresor, o sistema de combustible in-situ
- Las baterías de tanques no están sujetas a las regulación del aire

Cunaticación del Volumen de las Pérdidas

- Evalúe las pérdidas con el gráfico basado en las características del crudo, la presión y la temperatura en cada sitio (± 50%)
- Estime las emisiones usando el modelo de tanque E&P (± 20%)
- Ecuaciones de Ingeniería– Vasquez Beggs (± 20%)
- Mida las pérdidas usando un manómetro registrador y un probador de pozos, o un medidor ultrasónico en varios ciclos (± 5%)
  - Este es el mejor acercamiento para el diseño de instalaciones

Volumen Estimado de los Vapores del Tanque



° API = Gravedad API

¿Cuál es el Valor del Gas Recuperado?

- El valor depende del contenido de energía del gas
- El valor depende de como se usa el gas
  - Combustible in-situ
    - Valor en términos del combustible que es reemplazado
  - Línea de gas natural
    - Medido por el alto precio para enriquecer el gas (mayor contenido de energía)
  - Planta de procesamiento de gas
    - Medido por el valor de los líquidos del gas natural y el metano, los cuales pueden ser separados
- Retorno bruto por año = (Q x P x 365) + NGL
  - Q = Tasa de recuperación de vapor (Mm^3 por día)
  - P = Precio del gas natural (US$/$Mm^3$)
  - NGL = Valor de los líquidos del gas natural

Methane to Markets

Valor de los Fluídos Líquidos del Gas Natural

	1 kCal/L	2 MkCal/L	3 US$/L	4 US$/MkCal[1,2] (=3/2)
Methane	3.978	3,98	0,11	0,03
Ethane	4.927	4,93	0,40	0,08
Propane	6.107	6,11	0,53	0,09
n Butane	6.909	6,91	0,66	0,09
iso Butane	6.669	6,67	0,66	0,10
Pentanes+*	6.990	6,99	0,81	0,12

	5 kCal/m³	6 MkCal/m³	7 US$/m³ (=4*6)	8 US$/MkCal	9 Composición de los vapores	10 Mezcla (MkCal/m³)	11 Valor (US$/m³) (=8*10)
Methane	9.006	9,01	0,26	0,03	82%	7,38	0,21
Ethane	15.778	15,78	1,28	0,08	8%	1,26	0,10
Propane	22.462	22,46	1,93	0,09	4%	0,90	0,08
n Butane	29.110	29,11	2,76	0,09	3%	0,87	0,08
iso Butane	29.021	29,02	2,86	0,10	1%	0,29	0,03
Pentanes+	38.979	38,98	4,54	0,12	2%	0,78	0,09
Total						11,49	0,59

1 – Se asume un precio del gas natural de US$0,03/MkCal como en marzo 16, 2006 en Henry Hub
2 – Los precios de los componentes individuales del NGL son de Platts Oilgram por Mont Belvieu, Texas Julio 11, 2008

Costo de Una URV Convencional

Tamaños y Costos de Unidades de Recuperación de Vapor				
Capacidad (Mm^3/día)	Potencia del Compresor (HP)	Costos de Capital (US$)	Costos de Instalación (US$)	Costos de O&M (US$/año)
0,71	5 a 10	20.421	10.207 a 20.421	7.367
1,42	10 a 15	26.327	13.164 a 26.327	8.419
2,83	15 a 25	31.728	15.864 a 31.728	10.103
5,66	30 a 50	42.529	21.264 a 42.529	11.787
14,16	60 a 80	59.405	29.703 a 59.405	16.839
Información de costos proporcionada por Compañias de Natural Gas STAR y fabricantes de URV, 2006.				

Methane to Markets

¿Es Rentable la Recuperación?

Análisis Financiero de un Proyecto de URV Convencional						
Pico de Capacidad (Mm^3/día)	Costos de Instalación y Capital[1] (US$)	Costos de O&M (US$/año)	Valor del Gas[2] (US$/año)	Ahorros Anuales (US$)	Re-torno (me-ses)	TIR
0,71	35.738	7.367	77.106	69.739	10	121%
1,42	46.073	8.419	154.213	145.794	6	204%
2,83	55.524	10.103	308.425	298.322	4	352%
5,66	74.425	11.787	616.850	605.063	3	537%
14,16	103.959	16.839	1.542.125	1.525.286	2	974%

1 – Costo unitario más instalación estimada como el 75% del costo de la unidad
2 – US$0,59 x ½ capacidad pico x 365, El precio asumido incluye MkCal gas enriquecido (11,49 MkCal/m^3)

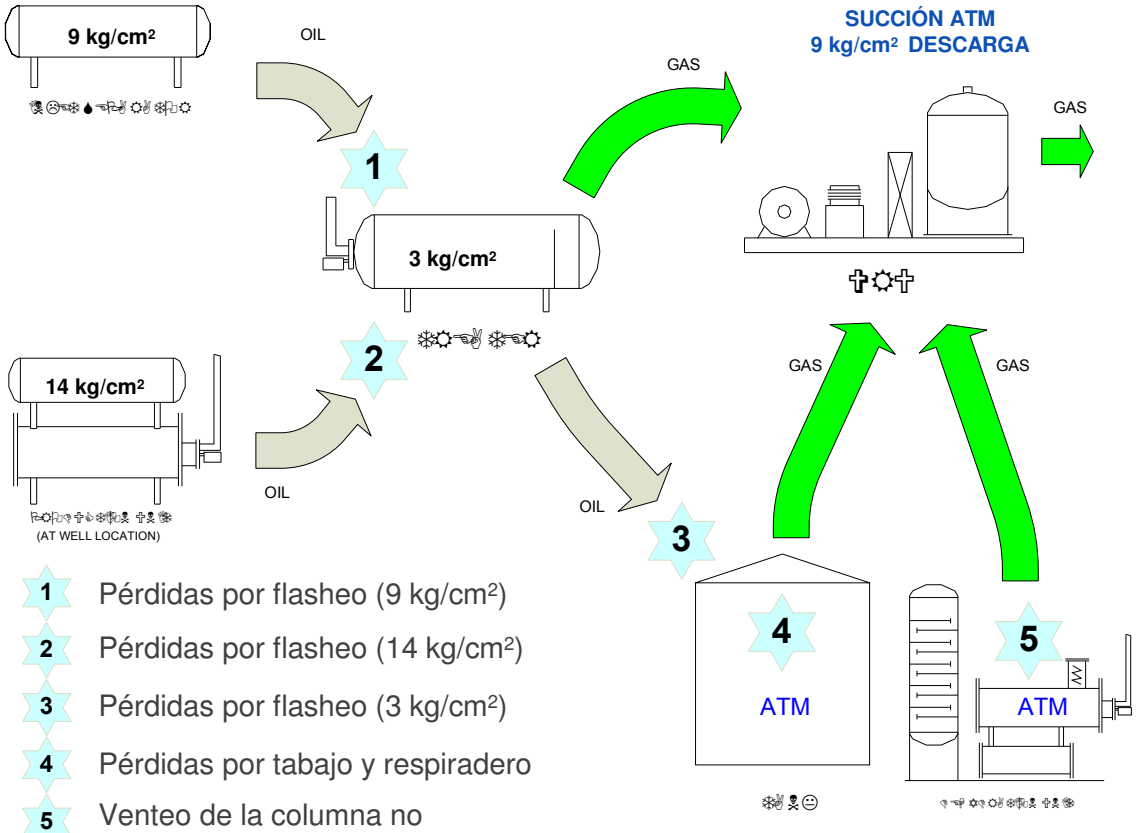
Experiencia de la Industria: EnCana Oil & Gas

- Instalación de una URV en Frenchie Draw, WY, E.U.A.
- Captura vapores de
  - Separadores
  - Tanques de acopio de crudo
  - Gases no condensables de la columna de deshidratación de gas
- URV diseñada para manejar 14 Mm^3/día
  - Capacidad adicional sobre los 8 Mm^3/día estimados de gas de todas las fuentes de emisión

Experiencia de la Industria: EnCana Oil & Gas

- Cuantificó el volumen de las emisiones de vapores

Emisiones totales 8 Mm³/día



1 Pérdidas por flasheo (9 kg/cm²)

2 Pérdidas por flasheo (14 kg/cm²)

3 Pérdidas por flasheo (3 kg/cm²)

4 Pérdidas por tabajo y respiradero

5 Venteo de la columna no condensable

Fuente: EnCana Oil & Gas (USA) Inc.

EnCana Oil & Gas: Costos del Proyecto

- Determinación del costo del proyecto de URV

Instalación (US$)

URV (14 Mm^3d) -	90.000
Generador -	85.000
Venteo principal -	25.000
Mano de obra -	200.000
TOTAL	400.000

O & M (US$)

URV(14 Mm^3d) -	15.000
Generador -	18.000
Combustible -	73.000
TOTAL	106.000

EnCana Oil & Gas: Análisis Económico

- Evalúe las URV

Capacidad –	14 Mm^3d
Costo de Instalación -	US$400.000
O&M -	US$106.000/año
Valor del gas* -	US$788.400/año
Periodo de retorno -	7 meses
Retorno de inversión-	170%

*Se asume un precio del gas de US$268,39/$Mm^3$ por EnCana

Experiencia de la Industria: Anadarko

- Torre de recuperación de vapores (TRV)
  - Añadio la separación de tanques, entre el calentador/tratador o el separador de baja presión y los tanques de acopio que operan a presión atmosférica
    - Rango de presión de operación: 0,1 – 0,4 kg/cm^2
  - El compresor (URV) es usado para capturar el gas de la TRV
  - El crudo/condensado fluye por gravedad de la TRV a los tanques de acopio
    - TRV aisla a la URV de los impulsos de gas con cambios de nivel en los tanques de acopio
    - La TRV es más tolerante a altas y bajas presiones
    - La presión estable permite un mejor factor de operación de la URV

Experiencia de la Industria: Anadarko

- La TRV reduce la caída de presión aproximadamente 3,5 kg/cm^2 a 0,1-0,4 kg/cm^2
  - Reduce las pérdidas por vaporización (flasheo)
  - Captura más producto para venta
  - Las ganancias netas de Anadarko fueron entre US$7 y US$8 millones de 1993 a 1999 utlizando la configuración TRV/URV
- Costos de capital del equipo: $11.000
- Tamaño estándar de TRV disponible para la tasa de producción de crudo
  - 51cm x 11 m
  - 122 cm x 11 m
- Anadarko ha instalado cerca de 300 TRV/URV desde 1993 y continua de acuerdo a sus necesidades

Methane to Markets

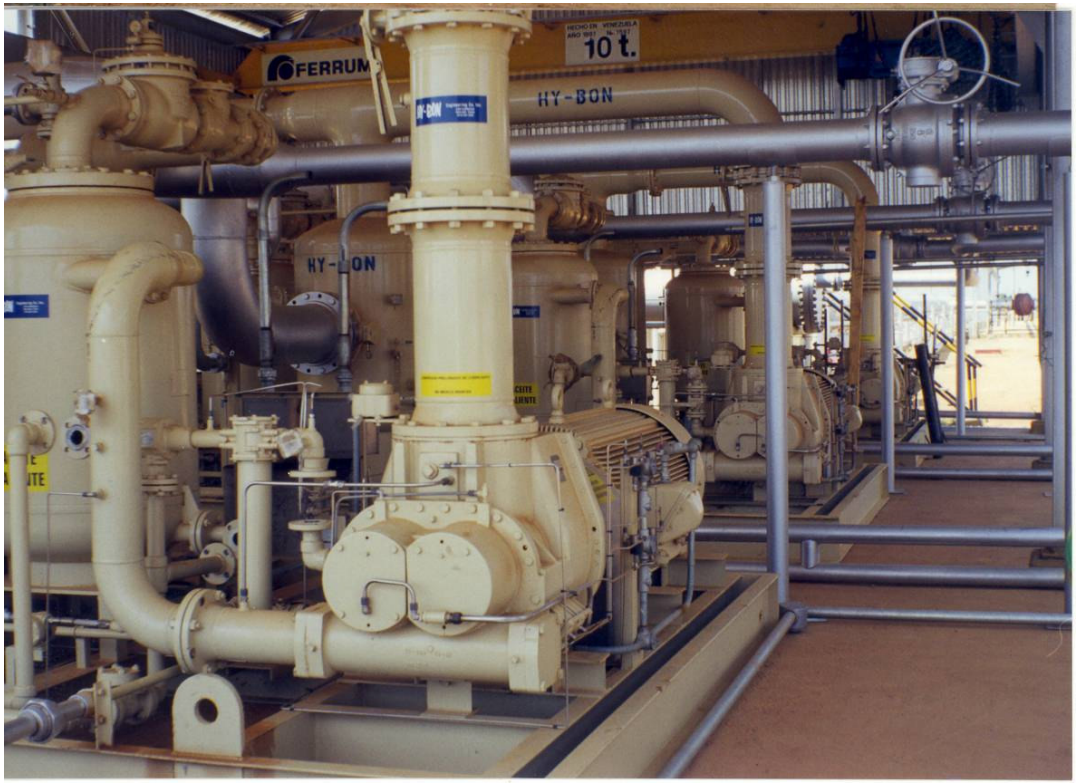
Fotos de TRV/URV

Cortesía de Anadarko

Visión Global del Proyecto - PDVSa

Este empaque de tornillo dual inundado para PDVSA está diseñado para volúmenes de 0,14 MMm^3D; remueve vapores de tanques de 0 to 14 kg/cm^2 en el este de Venezuela

Visión Global del Proyecto - PDVSa



En este sitio, tres paquetes de compresores URV fueron instalados en serie para remover 0,42 MMm^{3}D de vapores de tanque de 630-655 kCal

Visión Global del Proyecto – PDVSa Gas Anaco (Venezuela)

- Unidades de recuperación de vapor que actualmente capturan 2,12 MMm^3 de gas anteriormente venteado y quemado en 7 instalaciones
- El proyecto de Gas Anaco, empezó en el 2006, con metas de un billón de metros cúbicos de gas a lo largo de este de Venezuela
- La conversión de gran parte de la infraestructura de transporte y de energía motríz en gas natural está en marcha

Methane to Markets

Eni Dacion - Venezuela

Eni instaló sistemas de recuperación de vapores en sus intalaciones de Dacion Este y Oeste en Venezuela, cada una diseñada para remover 40 Mm^3D de gas @ 16 kg/cm^2

Eni Oil & Gas

Dacion Field, Venezuela

2004

Visión General – Eni Dacion (Venezuela)

- Se instalaron unidades de recuperación de vapores para capturar hasta 40 Mm^3D por sitio
- Un artículo acerca del éxito económico del proyecto fué escrito después de la instalación
- Un condensado de 70 gravedad API altamente valorado se recuperó de la corriente de gas y se mezcló con la producción primaria de crudo de baja gravedad API – aproximadamente una tasa diaria de 100 a 150 barriles por unidad

Oxy - Colombia

- El proyecto inicial era capturar aproximadamente 10 Mm^3d de gas venteado del almacenamiento de las instalaciones de crudo de Caricare
- El propósito del proyecto será incrementar la captura de líquidos del gas natural de la corriente de gas
- Dos sitios adicionales están en planeación después de la instalación éxitosa del primer proyecto
- Un proyecto subsecuente para utilizar el gas quemado también está siendo evaluado

Oxy Colombia Abril
de 2008

Servipetrol/ Petrobras Bolivia

- Instaló unidades de recuperación de vapores en Caranda, Bolivia a finales de este año.
- 2.000 bopd; 40 gravedad API del crudo; presión del separador 3,5 kg/cm^2
- Estimación promedio de captura de gas por 4 Mm^{3}d
- Retorno anual de US$252.000 más el valor del condensado producido

Methane to Markets

Leccione Aprendidas

- La recuperación de vapores puede acarrear generosos reembolsos cuando hay salidas de mercado para el gas recuperado
  - La recuperación de gas de alto poder calorífico tiene un valor agregado
  - La tecnología de recuperación de vapores puede ser altamente rentable en la mayoría de las aplicaciones
  - Los modelos Venturi jet trabajan bien en cierto nicho de aplicaciones, con costos de operación y mantenimiento reucidos
- El potencial de reducción de costos de cumplimiento normativo pueden ser considerados en la evaluación económica de las URV, EVRU™ o Vapor Jet

Leciones Aprendidas(Continuación)

- Las URV deben ser dimensionadas para el máximo volumen esperado de los tanques de acopio (una regla de dedo es duplicar el volumen diario promedio)
- Los compresores rotatorios, de tornillo y de aletas son recomendables para las URV cuando el diseño Venturi ejector jet no es aplicable
- Se recomienda el EVRU™ en donde hay un compresor de gas de alta presión con capacidad disponible
- Se recomienda el Vapor Jet en donde se produzca agua, menos de 2 Mm^3 per día de gas y presiones de descarga por debajo de 2,8 kg/cm^2