



Methane to Markets

Reducción de emisiones de metano
mediante la recuperación de vapor en
tanques de almacenamiento

Taller de Transferencia de Tecnología
PEMEX y
Agencia de Protección Ambiental, EUA
25 de abril de 2006
Villahermosa, México

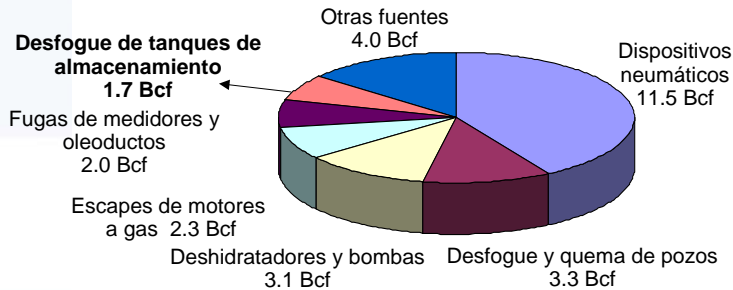


Unidades de recuperación de vapor: Agenda

- Pérdidas de metano
- Ahorros de metano
- ¿Es rentable la recuperación?
- Experiencia de la industria
- Resumen del proyecto para México
- Preguntas para discusión

Pérdidas de metano a través de tanques de almacenaje

- Nosotros calculamos una pérdida anual de 1,700 millones de pies cúbicos (Bcf) de metano de los tanques de almacenamiento de petróleo crudo en México.



Fuentes: *El éxito del Programa Natural Gas STAR de los EUA señala oportunidades globales para reducir costoefectivamente las emisiones de metano*, Revista Oil and Gas, 12 de julio de 2004; Inventario de Emisiones y Lavaderos de Gases de Efecto de Invernadero de los EUA: 1990-2004.

- La batería de un tanque de almacenamiento puede desfogar a la atmósfera de 4,900 a 96,000 mil pies cúbicos (Mcf) de gas natural y vapores ligeros de hidrocarburos cada año.
 - Las pérdidas de vapores son principalmente una función del gasto del petróleo, la gravedad y de la presión del separador de gas-petróleo.

3

Fuentes de las pérdidas de metano

- Pérdidas rápidas**
 - Ocurren cuando se transfiere el crudo de un separador de gas y petróleo que está a mayor presión a un tanque de almacenamiento que está a presión atmosférica.
- Pérdidas de trabajo**
 - Ocurren cuando cambian los niveles del crudo y cuando se agita el crudo en el tanque.
- Pérdidas estacionarias**
 - Ocurren con los cambios de temperatura diarios y estacionales y con los cambios de temperatura barométrica.

4

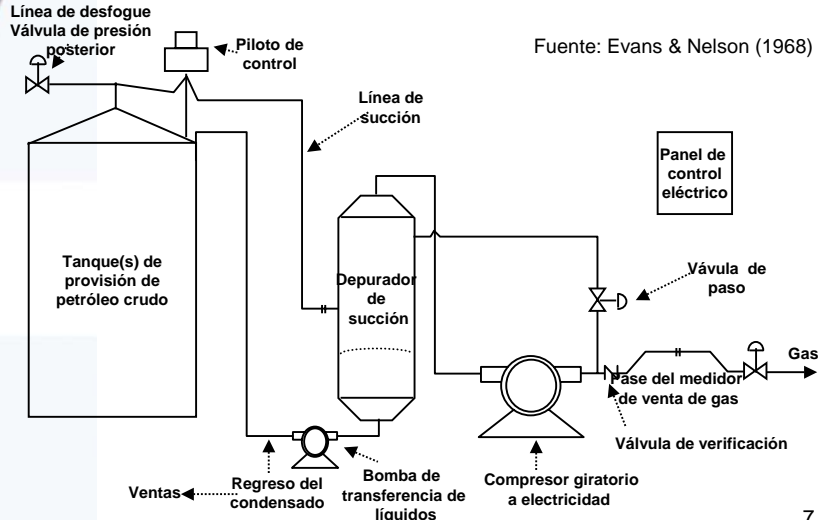
Ahorros de metano: Recuperación de vapor

- La recuperación de vapor puede captar hasta el 95% de los vapores de hidrocarburos de los tanques.
- Los vapores recuperados tienen un mayor contenido calórico que el gas natural de calidad de gaseoducto.
- Los vapores recuperados son más valiosos que el gas natural y tienen usos múltiples.
 - Se vuelven a inyectar en los gaseoductos de venta.
 - Se usan como combustible en el sitio.
 - Se envían a plantas de procesamiento para recuperar valioso líquidos de gas natural.

Tipos de unidades de recuperación de vapor

- Las unidades de recuperación de vapor convencionales (VRUs)
 - Usan un compresor giratorio para succionar los vapores de los tanques de almacenamiento con presión atmosférica.
 - Requieren energía eléctrica o motor impulsor.
- Las unidades de recuperación de vapor con eyector Venturi (EVRU™) o Chorro de vapor
 - Usan eyectores de chorro Venturi en vez de compresores giratorios.
 - No tienen partes móviles.
 - La EVRU™ requiere una fuente de gas de alta presión y un sistema de presión intermedia.
 - La unidad de chorro a vapor requiere un impulsor de agua de alta presión.

Unidad de recuperación de vapor convencional



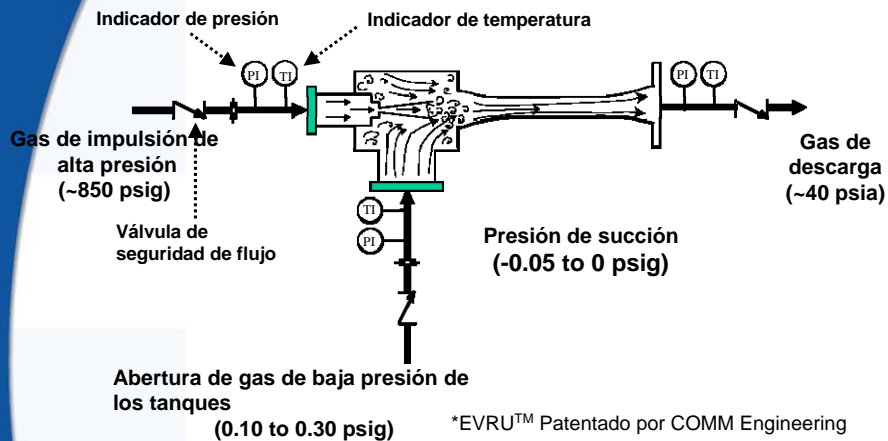
Instalaciones de recuperación de vapor



Instalaciones de recuperación de vapor



Eyector de Chorro Venturi*



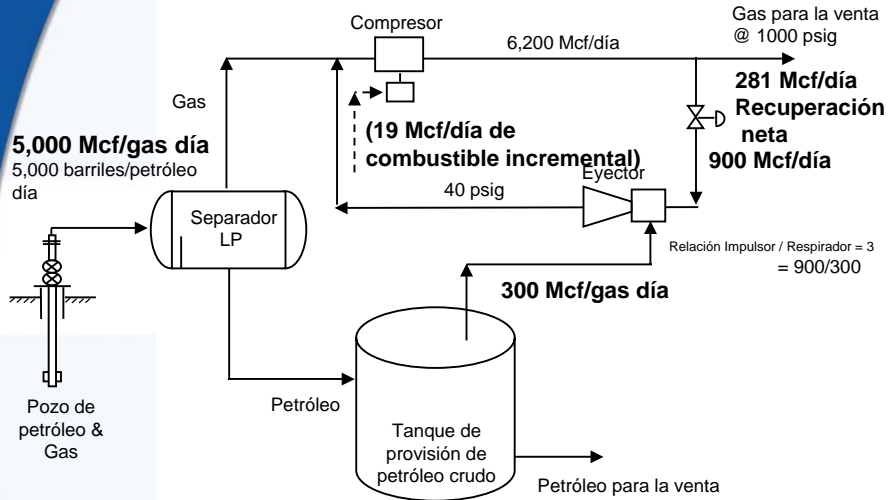
*EVRU™ Patentado por COMM Engineering

Adaptado de SRI/USEPA-GHG-VR-19

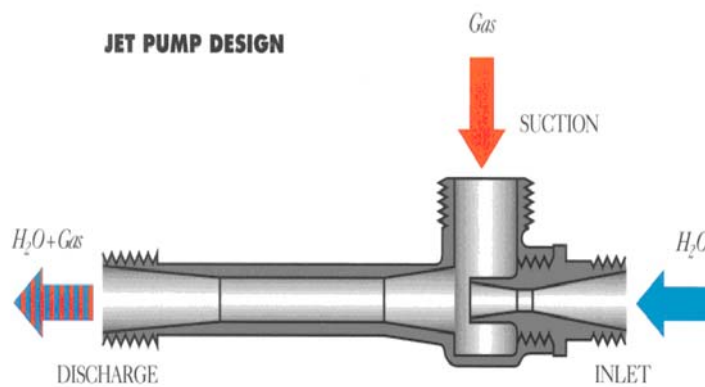
psig = libra por pulgada cuadrada, medida

psia = libras por pulgada cuadrada, atmosférica 10

Recuperación de vapor con eyector

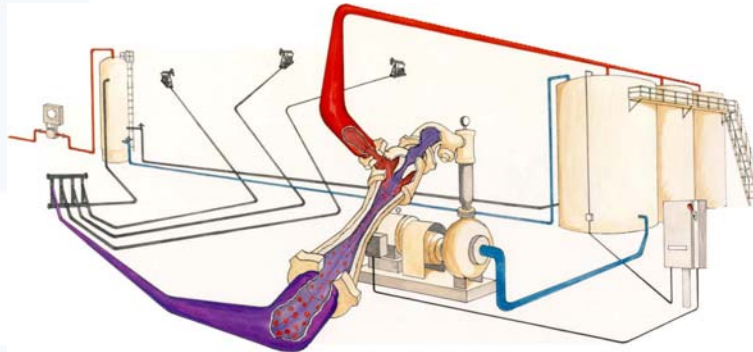


Sistema de Chorro de vapor*



*Patentado por Hy-Bon Engineering

Sistema de chorro de vapor*



- Utiliza el agua producida en un sistema de circuito cerrado para mover el gas que se recolecta de los tanques.
- Una bomba centrífuga pequeña empuja el agua en el chorro Venturi, creando un efecto de vacío
- Limitado para volúmenes de gas de 77 Mcf / día y una presión de descarga de 40 psig

*Patentado por Hy-Bon Engineering

13

Criterios para colocar sitios de unidades de recuperación de vapor

- Fuente estable y suficiente cantidad de pérdidas
 - Tanque de provisión de petróleo.
 - Tanque rápido, calentador/tratador, desfogues de desnatadores de agua.
 - Controladores y bombas neumáticas de gas.
- Salida para el gas recuperado
 - Acceso a un gaseoducto de baja presión, a la succión de un compresor o a un sistema de combustible en el lugar.
- Baterías del tanque no deben estar sujetas a las regulaciones de aire.

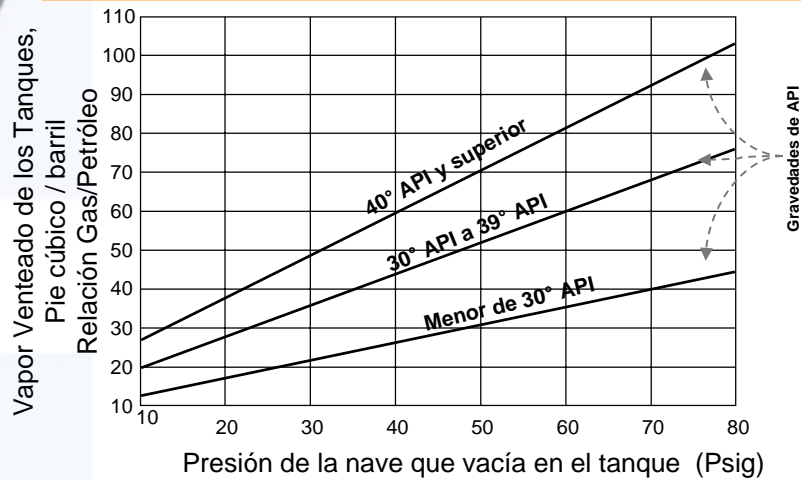
14

Volumen de la cantidad de las pérdidas

- Las pérdidas estimadas en el cuadro se basan en las características, la presión y la temperatura del petróleo en cada lugar ($\pm 50\%$).
- Estimar las emisiones usando el Modelo del Tanque E&P ($\pm 20\%$).
- Medir las pérdidas usando el manómetro de registro y el probador de pozos o un medidor ultrasónico a lo largo de varios ciclos ($\pm 5\%$).
 - Éste es el mejor enfoque para el diseño de las instalaciones.

15

Volumen estimado de los vapores en los tanques



°API = Gravedad de API

16

¿Cuál es el valor del gas recuperado?

- El valor depende del contenido calorífico del gas.
- El valor depende de la manera en que se usa el gas.
 - Combustible en el lugar
 - Se valora en términos del combustible que se reemplaza.
 - Gaseoducto de gas natural
 - Se mide por el mayor precio del gas enriquecido (mayor contenido calorífico).
 - Planta procesadora de gas
 - Se mide por el valor de los líquidos del gas natural y el metano, que se pueden separar.

17

Valor del gas recuperado

- Ingreso bruto por año = $(Q \times P \times 365) + \text{NGL}$
 - Q = Tasa de recuperación de vapor (Mcf por día)
 - P = Precio del gas natural
 - NGL = Valor de los líquidos del gas natural

18

Valor de los líquidos del gas natural

	1	2	3	4
	Btu/galón	MMBtu/ galón	\$/galón	\$/MMBtu ^{1,2} (=3/2)
Metano	59,755	0.06	0.43	7.15
Etano	74,010	0.07	0.64	9.14
Propano	91,740	0.09	0.98	10.89
Butano n	103,787	0.10	1.32	13.20
iso Butano	100,176	0.10	1.42	14.20
Pentanos+	105,000	0.11	1.50	13.63

	5	6	7	8	9	10	11
	Btu/cf	MMBtu/Mcf	\$/Mcf	\$/MMBtu	Composición del vapor	Mezcla (MMBtu/Mcf)	Valor (\$/Mcf) (=8*10)
	(=4*6)						
Metano	1,012	1.01	\$ 7.22	7.15	82%	0.83	\$ 5.93
Etano	1,773	1.77	\$ 16.18	9.14	8%	0.14	\$ 1.28
Propano	2,524	2.52	\$ 27.44	10.89	4%	0.10	\$ 1.09
Butano n	3,271	3.27	\$ 43.16	13.20	3%	0.10	\$ 1.32
iso Butano	3,261	3.26	\$ 46.29	14.20	1%	0.03	\$ 0.43
Pentanos+	4,380	4.38	\$ 59.70	13.63	2%	0.09	\$ 1.23
Total						1.289	\$ 11.28

- Se consideró el precio del gas natural a \$7.15/MMBtu el 16 de marzo de 2006 en Henry Hub
- Los precios de los componentes individuales de NGL son de Platts Oilgram para Mont Belvieu, TX, 11 de enero de 2006
- La información de otros líquidos del gas natural se obtuvieron de la Revista Oil and Gas, Informe de Refinerías, 19 de marzo de 2001, p-83
Btu = Unidades Térmicas Británicas, MMBtu = Millón de Unidades Térmicas Británicas

19

Costo de una VRU convencional

Tamaños y costos de las unidades de recuperación de vapor

Capacidad (Mcf / día)	Caballo de fuerza del compresor	Costos de capital (\$)	Costos de instalación (\$)	Costos de O&M (\$ / año)
25	5-10	15,125	7,560 - 15,125	5,250
50	10-15	19,500	9,750 - 19,500	6,000
100	15 - 25	23,500	11,750 - 23,500	7,200
200	30 - 50	31,500	15,750 - 31,500	8,400
500	60 - 80	44,000	22,000 - 44,000	12,000

La información sobre costos fue provista por compañías del Programa Gas STAR y fabricantes de VRU de los EUA, Sobre una base del año 1998.

20

¿Es rentable la recuperación?

Análisis financiero para un proyecto de VRU convencional						
Capacidad punta (Mcf / día)	Costos de Instalac y capital ¹	Costos de O & M (\$ / año)	Valor del gas ² (\$ / año)	Ahorros Anuales	Recuperación de la Inversión simple (meses)	Rendimiento de la inversión
25	26,470	5,250	\$ 51,465	\$ 46,215	7	175%
50	34,125	6,000	\$ 102,930	\$ 96,930	5	284%
100	41,125	7,200	\$ 205,860	\$ 198,660	3	483%
200	55,125	8,400	\$ 411,720	\$ 403,320	2	732%
500	77,000	12,000	\$ 1,029,300	\$ 1,017,300	1	1321%

1 Costo por unidad más instalación estimada al 75% del costo unitario
 2 \$11.28 x 1/2 capacidad x 365, El precio supuesto incluye el gas enriquecido de Btu (1.289 MMBtu/Mcf)

21

Experiencia de la industria

Las cinco compañías más sobresalientes de los EUA en lo que se refiere a las reducciones de emisiones usando VRUs en 2004

Compañía	Reducciones anuales de 2004 (Mcf)
Compañía 1	1,273,059
Compañía 2	614,977
Compañía 3	468,354
Compañía 4	412,049
Compañía 5	403,454

22

Experiencia de la industria: Chevron

- Chevron instaló ocho VRUs en tanques de provisión de petróleo crudo en 1996.

Economía del Proyecto – Chevron				
Reducción de pérdidas de metano (Mcf/unidad/año)	Ahorros Aproximados por unidad	Ahorros Totales	Costos totales de capital e instalación	Período de recuperación de la inversión
21,900	\$153,300	\$1,226,400	\$240,000	3 meses
<small>*Toma un precio del gas a \$7 per Mcf; excluye el valor de los líquidos de gas natural recuperados. Para mayor información refiérase a las Lecciones Aprendidas de Gas STAR .</small>				

23

Experiencia de la industria: Devon Energy

- Por 5 años, Devon empleó el sistema de chorro de vapor y recuperó más de 55 MMcf de gas de los tanques de provisión de petróleo crudo.
- Antes de instalar el sistema, las emisiones de vapor de los tanques eran de alrededor de 20 Mcf por día.
- Instaló un sistema con una capacidad máxima de 77 Mcf por día, previendo aumentos de producción.
- El ingreso fue de alrededor de \$91,000 con un costo de capital de \$25,000 y de gastos de operaciones de menos de \$0.40 por Mcf de gas recuperado.
 - Al precio actual del gas, el período de recuperación de la inversión es de menos de 5 meses.

MMcf = millon de pies cúbicos estándar

24

Experiencia de la industria: EVRU™

Información de la instalación

- Producción de petróleo: 5,000 Barriles/día, 30° API
- Producción de gas : 5,000 Mcf/día, 1060 Btu/cf
- Separador: 50 psig, 100°F
- Tanques de almacenamiento: Cuatro tanques de 1500 barriles @1.5 onzas de relevo
- Desfoque medido del tanque: 300 Mcf/día @ 1,850 Btu/cf

Información de la instalación de la EVRU™

- Gas impulsor que requiere: 900 Mcf/día
- Venta de gas: 5,638 MMBtu/día
- Valor informado del gas: \$28,190/día @ \$5/MMBtu
- Aumento de ingreso: \$2,545/día = \$76,350/mes
- Costo informado de la EVRU™ : \$75,000
- Período de recuperación de la inversión: <1 mes

25

Recuperación de vapor

VRU doble en camino a Venezuela... una de 17 unidades que ahora capta gas para Petróleos de Venezuela. Compresor de tornillo inundado para volúmenes a 5.0 MMSCFD; de hasta 200 psig.



26

Recuperación de vapor

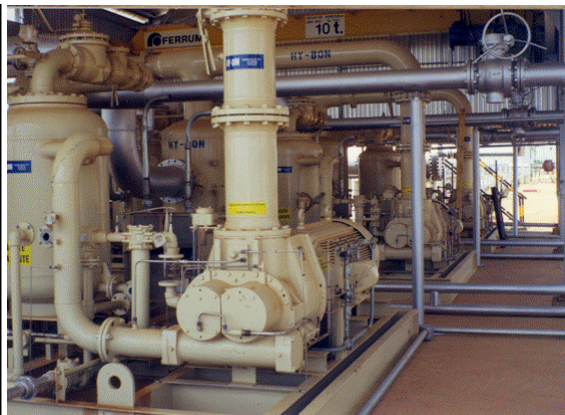
Petróleos de Venezuela ha instalado equipo de recuperación de vapor en la mayoría de sus instalaciones de producción en el Oriente de dicho país.



27

Recuperación de vapor

En esta instalación de Petróleos de Venezuela se colocaron en paralelo tres paquetes de compresores dobles de rosca giratoria para mover 15 MMSCFD de 2500-2600 BTU/pies cu de vapores de tanques. La economía del proyecto se basó principalmente en la recuperación del condensado de estos flujos de gas de alto BTU.



28



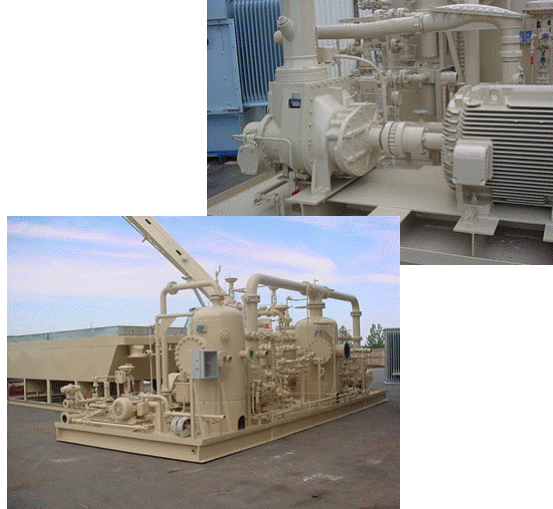
Recuperación de vapor

Dos sistemas grandes de recuperación de vapor con compresores de rosca giratoria fabricados para ENI – Venezuela, diseñados para captar 1.4 MMcfd de gases de vapores de tanques (por patín) y para descargar a enfriadores a una presión de 230 psig.



Recuperación de vapor

ENI instaló sus sistemas de recuperación de vapor con enfriadores grandes para maximizar la producción de condensado. Ahora, cada unidad capta más de 100 bbls de condensado de 70 api de gravedad por día .



31

Lecciones aprendidas

- La recuperación del vapor puede producir rendimientos generosos cuando hay distribuidores del mercado para el gas recuperado.
 - El gas de alto contenido calorífico recuperado tiene un valor extra.
 - La tecnología de recuperación del vapor puede ser altamente coestoeffectiva en la mayoría de las aplicaciones generales.
 - Los modelos de chorro Venturi funcionan bien en ciertas aplicaciones de nicho, con menores costos de operaciones y mantenimiento.
- Al evaluar la economía de instalar VRU, EVRU™ o Chorro de vapor, se debe considerar el potencial de menores costos para el cumplimiento de regulaciones.

32

Lecciones aprendidas (continuación)

- La VRU se debe ajustar para el volumen máximo esperado de los tanques de almacenamiento (la regla de oro es duplicar el volumen promedio diario).
- Se recomiendan compresores de aspa giratoria o de tipo de tornillo para las VRUs cuando no se pueden usar diseños con eyectores de chorro Venturi.
- Se recomienda instalar EVRU™ donde haya un compresor de gas de alta presión con capacidad excesiva.
- Se recomienda el chorro de vapor donde haya menos de 75 Mcf por día y cuando las presiones de descarga son menores de 40 psig.

33

Resumen del proyecto para México

- **Instalar equipo de recuperación de vapor en tanques de almacenamiento de crudo de petróleo.**

Descripción del proyecto: Se instaló equipo de recuperación de vapor de una capacidad de 100 Mcf por día en la batería de un tanque de provisión de petróleo crudo.	
Gas ahorrado:	17.3 MMcf por año (491 mil metros cúbicos por año)
Valor de venta:	\$91,000 (\$5.25 por Mcf de gas)
Costo de capital e instalación:	(\$41,125)
Costo de operaciones y mantenimiento:	(\$1,900) por año
Periodo de recuperación de la inversión:	6 meses
Valor adicional del mercado de carbono:	\$210,000 (\$30 por ton de CO ₂ e)

34

Preguntas para discusión

- ¿En qué medida está usted implementando esta tecnología?
- ¿Cómo se puede mejorar o cambiar esta tecnología para que la use en sus operaciones?
- ¿Qué es lo que le impide implementar esta tecnología (barreras tecnológicas, económicas, falta de información, mano de obra, etc.)?

Referencia: Conversiones de unidades

1 pie cúbico =	0.02832 metros cúbicos
Grados Fahrenheit =	$(^{\circ}\text{F} - 32) * 5/9$ grados centígrados
1 pulgada =	2.54 centímetros
1 milla =	1.6 kilómetros
14.7 libras por pie cuadrado =	1 atmósfera