

# INSTALLING VAPOR RECOVERY UNITS ON CRUDE OIL STORAGE TANKS

## 在原油储罐上安装蒸汽回收装置

### 1 内容提要

美国目前大约有500,000个原油储罐。这些原油储罐用于短暂储存原油以稳定生产井和管线或卡车运输场所之间的流动。在原油储存期间，溶解在原油中的轻质烃——包括甲烷和其他挥发性有机组分（VOC）、天然气凝液（NGLs）、危险性空气污染物

（HAP）和一些惰性气体——从原油中蒸发或“闪蒸”出来并聚集在液面和储罐顶部之间的空间中。当原油储罐中的液面发生波动时，这些蒸汽通常将被排放到空气中。

一种阻止这些轻质烃蒸汽发生泄漏并能产生显著经济效益的方法是在原油储罐上安装蒸汽回收装置（VRUs）。VRUs是一种相对简单的系统，能从储罐中收集大约95%的烃类蒸汽，这些蒸汽既可用于销售，也可就地作为燃料使用。目前，有7 000~9 000个VRUs安装在原油生产现场，每个VRU上平均连接4个原油储罐。

天然气STAR计划合作伙伴已经从回收和销售这些轻烃蒸汽中获得了巨大的经济效益，同时还极大地减少了甲烷气和HAP排放量。合作伙伴发现，当轻烃蒸汽量充足时，在一个或多个原油储罐上安装一个VRU每年可节省606800美元，并且最快在2个月之内就能收回投资。本文介绍了合作伙伴应如何来确定在何时何地安装VRUs才能实现经济效益和环境效益的双丰收。能收回投资。本文介绍了合作伙伴应如何来确定在何时何地安装VRUs才能实现经济效益和环境效益的双丰收。

经济和环境效益

降低天然气损失的方法	节约气体量 (千立方英尺/年)	节约气体的价值 (美元/年) <sup>1</sup>			实施成本 (美元)	其他成本 (美元)	投资回收期(月)		
		3美元/千立方英尺	5美元/千立方英尺	7美元/千立方英尺			3美元/千立方英尺	5美元/千立方英尺	7美元/千立方英尺
在原油生产储罐上安装蒸汽回收装置(VRUs)	4 900~96 000	13965~273600美元	23275~456000美元	32585~638400美元	35738~103959美元	7367~16839美元	6~ 37	4~ 23	3~ 16

<sup>1</sup>假定使用VRU可回收95%的年气体损失量



## 在原油储罐上安装蒸汽回收装置

地下原油中溶解有许多轻烃组分。当原油被开采到地面并进行处理时，经过一系列高压和低压分离器的作用，许多溶解在原油中的轻烃组分（象水一样）被去掉。原油接着被注入到储油罐中等待销售或运往别处。原油中剩余的轻烃组分以蒸汽形式逸散到储罐中。同样的原则适用于冷凝物，这些冷凝物由于管道内条件积累，在第一个压缩机站前除去。回收的冷凝物，含有溶解的轻烃组分，被送达储罐。在储罐中，溶解的轻烃组分以蒸汽形式逸散。这些蒸汽既可以排空、烧掉，也可以利用蒸汽回收装置（VRUs）进行回收。剩余轻烃组分的损失方式可以分为三种：

- ★ 闪蒸损失。当在大约35 psi压力下工作的分离器或加热处理器将原油倒入处于大气压力下的储油罐中时发生闪蒸损失。
- ★ 操作损失。操作损失指罐内原油液面变化和摇动而产生的蒸汽逸散。原油液面变化和摇动与新鲜原油循环流经储罐的过程有关。
- ★ 存储损失。储存损失随每天或季节性的温度变化而发生。

从原油储罐中散发出来的气体蒸汽的体积取决于多个因素。轻质原油（API度 $>36^{\circ}$ ）比重质原油（API度 $<36^{\circ}$ ）闪蒸出来的烃类蒸汽要多。原油循环速度快且系统总体处理能力高的原油储罐所损失的“操作蒸汽”比系统处理能力低、原油储存时间较长并让原油“风化”的原油储罐所损失的“操作蒸汽”要多。最后，容器中的原油操作温度和压力也将影响从原油中闪蒸出来的气体体积。

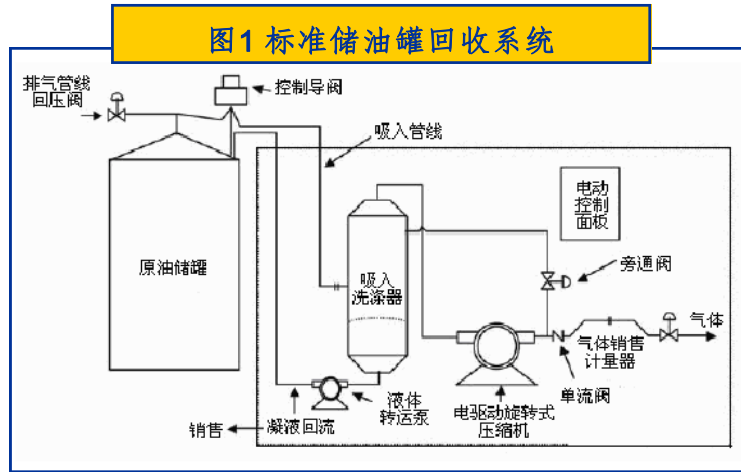
尽管这些烃类蒸汽的组成不尽相同，但其中含量最多的组分是甲烷（在40%~60%之间）。其他组分包括：如丙烷、丁烷和乙烷之类的更复杂的碳烃化合物；如氮气和二氧化碳之类的天然惰性气体；如苯、甲苯、乙烷基苯、二甲苯之类的HAP（这四种HAP总称为BTEX）。

VRUs能回收积累在原油储罐中的95%的碳烃排量。因为回收的蒸汽中含有天然气凝液（即使天然气凝液被吸入洗涤器捕集以

后），所以它们所含的热值要高于符合管道外输标准的天然气所含的热值（在950~1 100 Btu/标准立方英尺之间）。烃类蒸汽的热值取决于蒸汽中NGLs的体积，最高可达2 000Btu/标准立方英尺。因此，在相同容积标准下，回收蒸汽比只回收甲烷更有价值。

图1所示为安装在单个原油储罐上的VRU（在多个原油储罐上安装一套VRU也很常见）。烃蒸汽一般在4盎斯~2 psi的低压条件下从原油储罐中抽出，首先被管输到一个分离器（吸入洗涤器）中以收集凝析出来的液体；收集的凝析液通常反向循环回原油储罐中；在这个分离器中，烃蒸汽流经一个为VRU系统提供低压吸入的压缩机（为了防止当排出原油和原油液面下降时在储罐顶部产生真空，VRUs配置了一个控制导阀以关闭压缩机并允许烃蒸汽回流到储罐中）；接下来计量烃蒸汽体积并将烃蒸汽从VRU系统中排入销售管线或作为燃料就地使用。

# 在原油储罐上安装蒸汽回收装置



## 3 经济和环境效益

VRUs能为油气生产商带来巨大的环境和经济效益。从原油中闪蒸出来并被VRUs收集的气体可用于销售并从中获利或在设施运营中当作燃料使用。这些回收的蒸汽能够：

- ★ 管输到天然气集输管线中作为高热值天然气销售以获取额外利润。 ★ 作为燃料用于现场生产。
- ★ 在NGLs的体积和价格比较诱人时，将其管输到气提装置中以分离出NGLs和甲烷。

VRUs还能收集HAPs，并将操作排放量降低到清洁空气法案V条款（Title V of the Clean Air Act）中所规定的标准以下。通过甲烷回收，VRUs还能减少潜在的温室气体排放量。

## 4 决策过程

使用顶部固定的原油储罐的公司通过以下简单的5个步骤就能评价VRUs的经济价值。

### 评价VRU经济价值的5个步骤：

- (1) 确定安装VRU可能的位置
- (2) 量化蒸汽排放体积
- (3) 确定回收的排放气体的价值
- (4) 确定VRU项目的成本费用
- (5) 评价VRU项目的经济效益

## 在原油储罐上安装蒸汽回收装置

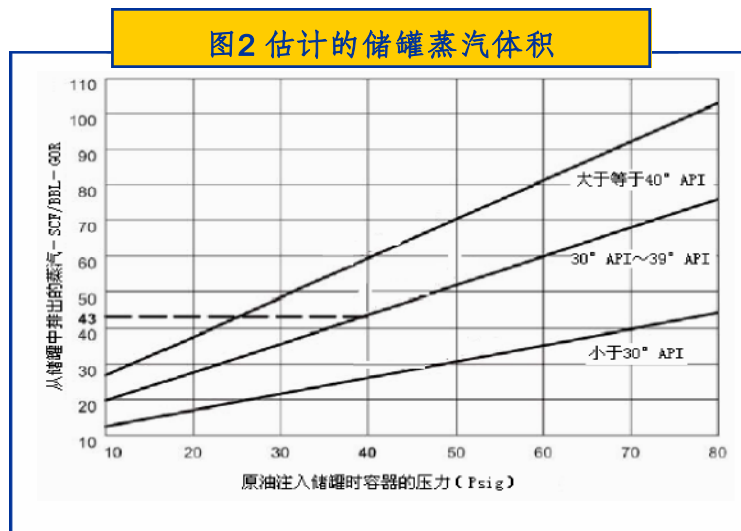
**第1步：确定安装VRU可能的位置。**事实上，任何一个油罐区都是一个安装VRU的潜在的场所。VRU项目成功的关键是要有一个稳定的烃蒸汽来源、一定数量的原油蒸汽、收集的产品有一个好的经济出路（收益）。潜在的蒸汽体积取决于原油组成和原油流经储罐的速度。在选择VRU安装场地时，必须考虑将蒸汽引离现场所需的管线连接费用。

**第2步：量化蒸汽排放体积。**排放量既可以计量也可以估算。孔板式天然气流量计和记录压力表（压力计）可用于测量最大的排放速度（因为该速度是度量VRU的最大速度）。然而，由于储罐中压力较低，孔板流量计不适合测量一段时间内的总体积。因为很多因素影响从原油储罐中排放出来的气体量，所以计算原油储罐中总的蒸汽排放量是非常复杂的。这些因素包括：

- （1）将原油注入储罐时分离器的操作压力和温度以及储罐中的压力。
- （2）原油组分及API度。
- （3）储油罐操作特征（如销售流量、储罐尺寸）。
- （4）周围环境温度。

有两种方法可估算原油储罐中的蒸汽排放量。这两种方法都用到了在给定压力和温度下的气油比（GOR），单位用标准立方英尺气体/桶桶原油来表示。

第一种方法是通过分析原油API度和分离器压力来确定气油比（图2）。这些曲线是将实验研究和现场测量获得的经验闪蒸数据进行处理后建立起起来的。如图所示，利用该图可以估算出一桶原油中总的潜在的蒸汽排放量。例如，给定某个原油API度（如38°）和容器注入压力（如40psi），则可估算出每桶原油总的蒸汽体积（如43标准立方英尺/桶）。确定出每桶原油的排放量后，将每桶估计排放量乘以循环通过储罐的原油总量就能确定出储罐总的排放量。继续上面给出的例子，假设平均处理能力为1 000桶/天，则总排放量预计为43千立方英尺/天，如表3所示。



## 在原油储罐上安装蒸汽回收装置

表3 烃类蒸汽排放量计算

已知：

API度数=38°

分离器压力=40psi

原油循环量=1 000桶/天

蒸汽排放速度=43标准立方英尺/桶（图2）

每天排放量 $Q=43$ 标准立方英尺/桶 $\times 1\ 000$ 桶/天=43千立方

这种方法的缺点是不能获得逸散蒸汽的组分信息。特别地，该方法不能区别VOC和HAP，而这一点对空气质量监测非常重要，并且该方法还不能确定逸出蒸汽的价值。

第二种方法是使用E&P储罐计算软件包（2.0版本）。这个软件包是以前软件的改进版本。美国石油学会（API）在该模块中进行了一些修改，使得用户界面操作更容易。天然气STAR计划中的合作伙伴将E&P储罐计算软件包推荐为估计储罐区排放量的最适用的工具。由API和天然气调查研究所（GRI——现为GTI，天然气技术研究所）共同开发的这套软件可估算3个损失源（闪蒸损失、操作损失和储存损失）的气体排放量——闪蒸损失采用热动力闪蒸计算模型计算、操作损失和储存损失采用顶部固定的储罐模拟模型计算。在使用E&P储罐计算软件之前，操作人员必须准备好以下资料：

- （1）分离器压力和温度。
- （2）分离器中原油组分。
- （3）参考压力。
- （4）销售原油的雷德蒸汽压。
- （5）销售原油产量。
- （6）销售原油的API度。

E&P储罐计算软件同样还允许用户输入一些有关操作条件的更详细的信息，这些信息可以帮助提高排放量估算精度。加上其他一些关于储罐尺寸、形状、内部温度和环境温度之类的的数据，E&P储罐计算软件能得到更精确的估算结果。这种模块设计的灵活性允许用户使用模型来匹配已有数据。因为分离器中原油组分是模型中的一个关键的输入数据，所以E&P储罐计算软件包括一个详细的分离器原油取样和分析规定。正在开发的未来的软件版本还可估算产出水储罐中的气体排放量。

**第3步：确定回收的排放气体的价值。**生产者从VRUs回收并实现的蒸汽价值取决于蒸汽的使用方式：

（1）回收的蒸汽在现场作为燃料使用，所产生的价值等于购买燃料所需的成本（购买的燃料一般为天然气，这部分燃料将因使用VRU而被回收的蒸汽所取代）。

## 在原油储罐上安装蒸汽回收装置

(2) 将蒸汽（富含甲烷的NGL）管输到天然气运输管线中将得到一个能反映高热值天然气所应有的价格。

(3) 将蒸汽管输到一个可以将NGLs从气流中抽提出来并将NGLs和甲烷气单独重新销售的处理厂中同样也能回收蒸汽的所有热值。表4给出了计算回收蒸汽价值的一种方法，平均气体价格按7美元/千立方英尺计算（假设每标准立方英尺气体含1 000 Btu的热值）。蒸汽的Btu值越高，每千立方英尺天然气的价格也越高。

**表4 回收蒸汽的价值**

$$R=Q \times P$$

R=总收入

Q=蒸汽回收速度（千立方英尺/天）

P=天然气价格

计算：

Q=41千立方英尺/天（43千立方英尺/天的95%，见表3）

P=7.00美元/千立方英尺

R=41千立方英尺/天×7美元/千立方英尺=

287美元/天=8800美元/月=105 600美元/年

800美元/月=45 600美元/年

**第4步：确定VRU项目的成本费用。** VRU项目的主要费用包括初始设备投资和安装费用以及操作费用。

VRU系统由几个制造商制造。设备的价格主要由设备处理能力、销售管线压力、储罐区储油罐数量、压缩机尺寸和型号以及自动化程度决定。VRUs的主要部件是吸入洗涤器、压缩机和自动控制装置。对大多数的设备来说天然气计量是一个附加费用。表5给出了典型VRUs的价格和相关费用。

### 天然气中的甲烷含量

天然气中的平均甲烷含量会因天然气行业部门的不同而有所区别。天然气STAR项目在估计合作伙伴报告的机会项目中的甲烷节约量时假设天然气甲烷含量如下。生产：79% 加工：87% 输送与分配：94%

**表5 蒸汽回收装置尺寸和费用**

生产能力 <sup>1</sup> (千立方英尺/天)	压缩机功率 <sup>2</sup>	投资费用 <sup>3</sup> (美元)	安装费用 <sup>3</sup> (美元)	操作维护费用 (美元/年)
25	5 ~ 10	20421		7367
50	10 ~ 15	26327	13 164 – 26 327	8419
100	15 ~ 25	31728	15 864 – 31 728	
200	30 ~ 50	42529	21 264 – 42 529	11787
500	60 ~ 80	59405	29 703 – 59 405	16839

<sup>1</sup>假设生产能力是平均蒸汽回收速度的2倍。

<sup>2</sup>假设平均压缩机出口连接至100 psi或以下的销售管线或燃料气体系统。

<sup>3</sup>费用信息由天然气STAR合作伙伴和VRU制造商提供。

## 在原油储罐上安装蒸汽回收装置

当选择VRU尺寸时，工业中的经验法则是将平均每天的处理体积翻倍来估算最大的排放速度。因此，为了处理43千立方英尺/天的蒸汽（表3），应该选择日处理能力至少为86千立方英尺/天的设备。

安装了VRUs的合作伙伴和VRU制造商报道，安装费用最多可达到初始设备费用的50%~100%。安装费用变化很大，主要取决于安装场地（偏远地方将可能导致较高的安装费用）和储罐数量（多个储罐将需要更大的VRU系统）。估算安装费用时，还必须将装运费用、场地准备费用、VRU密闭结构费用（用于寒冷气候保护）以及辅助设备费用（用于远程、无人操作）等因素考虑进去。

操作维护费用随VRU安装场所（处于极端气候条件下的场所将导致更多的磨损）、电价以及产出原油类型的不同而发生变化。例如，石蜡基原油会堵塞VRUs，所以需要更多的维护费用。

### Nelson价格指数

为了解释设备和运行&维护成本方面的通货膨胀，选择Nelson-Farrar季度成本指数（在《石油与天然气杂志》每季度第一期中可以得到）更新经验总结部分的成本。

“精炼厂经营指数”被用于修订运行成本，“机械装置：油田编位号提炼成本指数”被用于更新设备成本。

为了在将来使用这些指数，我们只需查看最新的Nelson-Farrar指数，然后除以2006年2月的Nelson-Farrar指数，然后乘以经验总结部分提出的适当成本。

最后，在整个VRU经济成本分析中，将储罐区与处理厂或外输管线连接起来的管线费用是另外一个需要考虑的因素。

**第5步：估算VRU工程经济效益。**安装VRU会有非常大的经济效益，这取决于当地市场回收蒸汽的价格。表6计算了表5所列VRU尺寸和费用的内部收益率(IRR)。回收蒸汽的价格按7美元/千立方英尺计算，其潜在的经济回报也是非常有吸引力的，特别是对大型设备而言。

在评估VRU经济效益的过程中，天然气价格可能会影响决策过程；因此，随着天然气价格的不断变化，重新评估安装蒸汽回收装置所带来的经济效益显得至关重要。表7是关于在不同天然气价格条件下，安装100千立方英尺/天的蒸汽回收装置的经济效益分析。

表7：天然气价格对经济效益分析的影响

	3美元/千立方英尺	5美元/千立方英尺	7美元/千立方英尺	8美元/千立方英尺	10美元/千立方英尺
节约的天然气价值	52011美元	86686美元	121360美元	138697美元	173371美元
还本期(月)	16	9	6	6	5
内部收益率(IRR)	70%	136%	200%	231%	294%
净现值NPV (i=10%)	93947美元	213440美元	332934美元	392681美元	512174美元

## 在原油储罐上安装蒸汽回收装置

### 一个合作伙伴的经历

Chevron USA Production公司于1996年在原油储罐上安装了8套蒸汽回收装置。结果，预计Chevron公司每年可从每台设备上减排甲烷21 900千立方英尺。假设气体价格按7美元/千立方英尺计算，这相当于每套设备节省近153300美元，或者8套设备共节省1226400美元。1996年，投资和安装费用估计为240 000美元（每套设备30 000美元）或者按照2006年美元计算，等同于324000美元（每套设备40500美元）。如果在2006年实施该项目，在超过3个月的时间内就

### 表6 VRU项目财务分析

生产能力 (千立方英尺/天)	安装和投资费用 <sup>1</sup> (美元)	操作维护费用 (美元/年)	天然气价值 <sup>2</sup> (美元/年)	投资回收期 <sup>3</sup> (月)	内部收益率 <sup>4</sup> (%)
25	35738	7367	30300	19	58
50	46073	8419	60600	11	111
100	55524	10103	121360	6	200
200	74425	11787	242725	4	310
500	103959	16839	606810	3	567

<sup>1</sup> 设备费用加上预计安装费用（按设备费用的75%计算）。实际费用可能更大，这取决于装运、场地准备和附加设备等的费用。  
<sup>2</sup> 按回收天然气总体积的95%在气体价格7美元/千立方英尺×1/2设备生产能力×365天条件下计算  
<sup>3</sup> 折扣率按10%计算  
<sup>4</sup> 计算5年时间

## 5 经验总结

使用VRUs能经济地减少原油储罐中的甲烷排放量。合作伙伴提供的经验如下：

- ★ E&P储罐计算软件是估计原油储罐中蒸汽量和蒸汽成分的一个有效的工具。
- ★ 由于该技术成本相对较低，并在高热值蒸汽拥有巨大潜在市场的情况下，蒸汽回收能提供巨大的经济回报。
- ★ 考虑经济和环境效益，只要项目是经济的，就应该安装VRUs。
- ★ 因为储罐和压缩机之间的压差很小，因此推荐采用大直径管线以减小气体流动阻力。
- ★ 选择的VRU尺寸应能处理预计从储罐中逸出的最大蒸汽量（经验法则是平均日处理体积的两倍）。
- ★ 为带走低压下少量的天然气，推荐VRUs中使用旋转叶片式压缩机。
- ★ 因为必须在非常低的压差下打开或关闭自动气体流量阀，所以选择可靠的、灵敏的控制系统非常重要。
- ★ 将安装VRUs后的甲烷减排量写入在提交的年度报告中。



## 在原油储罐上安装蒸汽回收装置

### 6 参考文献

- Bigelow, Tom and Renee Wash. 1983. "VRUs Turn Vented Gas Into Dollars." Northeast Oil Reporter. October 1983. pp. 46-47.
- Choi, M. S. 1993. API Tank Vapors Project. Presented at the 1993 SPE Technical Conference, Houston, TX, October 3-6, 1993. SPE Technical Paper No. 26588.
- Dailey, Dirk, Universal Compression, personal contact.
- Evans, G.B. and Ralph Nelson. 1968. Applications of Vapor Recovery to Crude Oil Production. Hy-Bon Engineering Company. Midland, TX. SPE Technical Paper No. 2089.
- Griswold, John A., Power Services, Inc. and Ted C. Ambler, A & N Sales, Inc. 1978. A Practical Approach to Crude Oil Stock Tank Vapor Recovery. Presented at the 1978 SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Cody, WY, May 7 -9, 1978. SPE Technical Paper No. 7175.
- Henderson, Carolyn, U. S. EPA Natural Gas STAR Program, personal contact.
- Hy-Bon Engineering Company, Inc. 1997. Product Bulletin: Vapor Recovery Systems.
- Liu, Dianbin and J.V. Meachen Jr., 1993. The Use of Vapor Recovery Units in the Austin Chalk Field. Presented at the 1993 SPE Technical Conference, Houston, TX, October 3-6, 1993. SPE Technical Paper No. 26595.
- Lucas, Donald, David Littlejohn, Ernest Orlando, Lawrence Berkeley National Laboratory; and Rhonda P. Lindsey, U.S. Department of Energy. 1997. The Heavy Oil Storage Tank Project. Presented at the 1997 SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, Dallas, TX, March 1997. SPE Technical Paper No. 37886.
- Martin, Mark, UMC Automation, personal contact.
- Moreau, Roland, Exxon-Mobil USA, personal contact. Motley, Jack, V. R. Systems, Inc., personal contact.
- Newsom, Vick L. 1997. Determination of Methane Emissions From Crude Oil Stock Tanks. Presented at the SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, Dallas, TX, March 3-5, 1997. SPE Technical Paper No. 37930.
- Presley, Charles, A.G. Equipment, personal contact.
- Primus, Frank A., Chevron USA, personal contact.
- Tims, Arnold, Hy-Bon Engineering Company, Inc., personal contact. Tingley, Kevin, U. S. EPA Natural Gas STAR Program, personal contact.
- U.S. Department of Commerce. 1993. Control of Volatile Organic Compound Emissions from Volatile Organic Liquid Storage in Floating and Fixed Roof Tanks. Available through NTIS. Springfield, VA PB94-128519.
- U.S. Environmental Protection Agency. 1996. Methane Emissions from the U.S. Petroleum Industry (Draft Document). DCN: 96-298-130-61-01. Visher, Stuart, A.C. Compressors, personal contact.
- Watson, Mark C. 1996. "VRU Engineered For Small Volumes." The American Oil & Gas Reporter (Special Report: Enhanced Recovery). March 1996. pp. 115-117.
- Webb, W.G. 1993. Vapor Jet System: An Alternate Vapor Recovery Method. Presented at the 1993 SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, San Antonio, TX, March 7-10, 1993. SPE Technical Paper No. 25942.
- Weldon, R. E. Jr., 1961. "Could You Recover Stock Tank Vapors at a Profit?" The Petroleum Engineer. May 1961. pp. B29-B33.
- Weust, John, Marathon Oil, personal contact.

EPA

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

2006