

# INSTALLING PLUNGER LIFT SYSTEMS IN GAS WELLS

## 井上安装柱塞举升系统

### 1 内容提要

在进入开采中后期的气井中，井内积液能阻碍甚至有时会停止气体生产。当出现这种情况时，一般通过使用有杆泵或采用诸如抽汲、泡排或者将气井排放至大气压（称作气井“放空”）等补救措施来除去积液，以此来维持气体流动。除液作业，特别是气井放空作业，会造成大量甲烷排放到大气中。安装柱塞举升系统是除去井内积液的一种经济有效的替代方法。柱塞举升系统具有增加产量的额外好处，同时还能显著降低与放空作业相关的甲烷排放量。柱塞举升利用井内气体压力恢复将积液举升至井外。柱塞举升系统帮助维持气体生产，并可减少对其他补救作业的需求。

天然气STAR 合作伙伴报道，在气井上安装柱塞举升系统能产生巨大的经济效益并显著地减少甲烷排放量。据公司报道，通过避免放空作业，每口气井每年平均节约600 千立方英尺的天然气。除此之外，安装柱塞举升系统所增加的气体产量使得每口气井上的总气量可达到18 250 千立方英尺，估计价值可达54 750美元。增加气体产量和节省甲烷排放所获得的效益与具体气井和具体油藏有关，并且变化很大。

措施	由增加气体产量和避免甲烷排放所带来的潜在的气体节省量（千立方英尺/年）	节省气体的价值 <sup>1</sup> （美元）	典型的设备和安装费用（美元/井）	典型的投资回收期
安装柱塞举升系统	每口气井 4 700 - 18 250 <sup>2</sup>	32 900 - 127 750	每口气井 \$2 591 - 10 363	2 - 14

<sup>1</sup> 天然气价格按3 美元/千立方英尺计算。

<sup>2</sup> 基于天然气STAR 合作伙伴提供的结果。

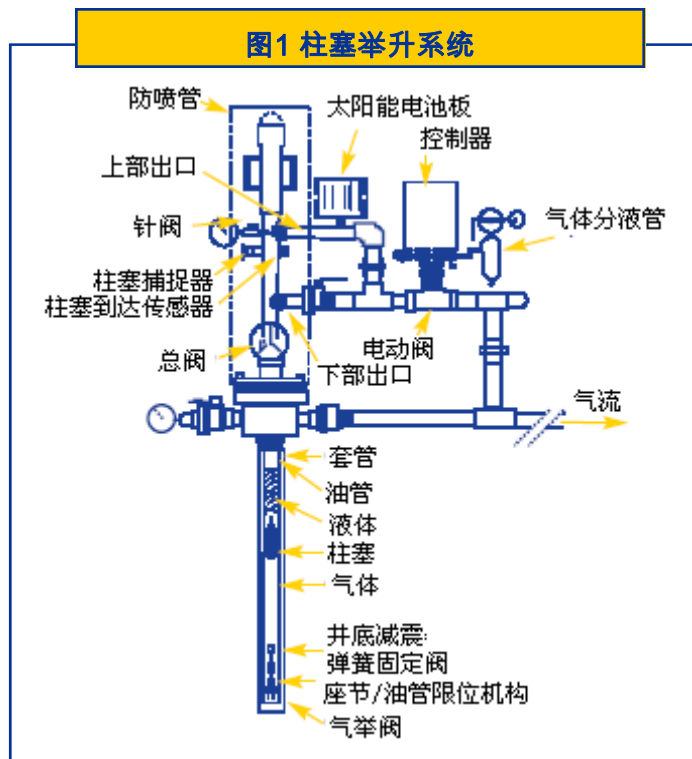


# 井上安装柱塞举升系统

## 2 技术背景

井筒积液通常是老井中的一个比较严重的问题。作业者通常使用有杆泵或采用诸如将气井排放或“放空”至大气压等补救措施来除去积液、恢复气井产能。然而，这些技术会造成天然气损失。在放空气井的情况下，当流体反复聚集时必须不断重复该过程，从而导致更多的甲烷泄漏。

柱塞举升是取代有杆泵举升和气井放空这两种方法的一种经济有效的方法，该技术能显著减少气体损失、消除或降低未来气井作业次数和提高气井产能。柱塞举升系统是间歇气举的一种形式，它利用在油套环空中恢复的气体压力来推动一个钢质柱塞和柱塞上面的液柱沿着油管向上运动达到地面。柱塞在液体和气体之间充当一个活塞的作用，可最大程度地减少液体回落，并且还充当除垢器和刮蜡器的角色。图1 描述了一个典型的柱塞举升系统。



柱塞举升系统的工作取决于关井（不生产）期间气井中压力的自然恢复水平。关井压力必须足以高过销售管线压力才能将柱塞和液柱举升到地面上来。由微处理器控制的一个阀门机构调节进入套管的气量并使该过程自动进行。控制器通常由一个太阳能充电电池提供能量，可以是一个简单的定时循环控制器，或是基于过程传感器的、有固态存储器和可编程功能的控制器。

典型的柱塞举升系统的操作过程包括以下步骤：

（1）柱塞停留在位于井底的减震弹簧上。当天然气流向销售管线时，液体在井筒中聚集，产生一个逐渐增加的回压，减慢天然气生产。

（2）为了扭转天然气产量的下降趋势，通过一个自动控制器在地面关闭气井。当大量高压气体在油套环空中聚集时，引起井内压力增加。一旦达到足够的气体体积和压力，就会推动柱塞和液体到达地面。

# 井上安装柱塞举升系统

- (3) 当柱塞被举升至地面时，气体和柱塞上面的积液就从上部出口和下部出口流出。
- (4) 柱塞到达地面并在防喷管中被捕获，被捕获后停留在上部防喷管出口处。
- (5) 举升柱塞的气体通过下部出口流入销售管线中。
- (6) 一旦气体流动平稳后，自动控制器释放柱塞，柱塞沿油管落回井底。
- (7) 重复循环上述过程。

新的信息技术系统使柱塞举升监测和控制实现现代化。例如，诸如联机数据管理和卫星通信等技术使作业者可以远程遥控柱塞举升系统，而不需要定期现场巡检。作业者仅需巡查那些需要关注的气井，这样可提高效率、降低成本。

## 3 经济和环境效益

安装柱塞举升系统是游梁举升和气井放空的一种经济有效的替代方法，能产生巨大的经济和环境效益。这些经济环境效益的程度和大小取决于柱塞举升所替代的除液系统。

- ★ **相对于游梁举升装置来讲，投资费用较低。** 安装和维护柱塞举升系统的费用一般要低于安装和维护游梁举升装置的费用。
- ★ **较低的气井维护费用和较少的补救作业次数。** 因为采用柱塞举升系统后，减少了诸如抽汲或气井放空等周期性补救措施，或者不再需要这些措施，使得气井总体维护费用降低。
- ★ **连续生产提高天然气产量、增加工作效率。** 柱塞举升系统能保存气井举升能量并增加天然气产量。定期排液使得气井能够连续产气以及阻止流体加载，这种流体加载能引起周期性地停产或“压死”气井。通常，连续除液会使天然气日产量高于安装柱塞系统前的产量。
- ★ **减少蜡和垢的堆积。** 在结蜡井和结垢井，柱塞沿油管上下运动的机械作用可阻止蜡和垢的固体颗粒堆积在油管内。因此，对化学处理或抽汲处理的要求会减少或消除。许多不同类型的柱塞都配置有“摆动垫圈”以提高“刮削”能力。
- ★ **较低的甲烷排放量。** 消除重复的补救措施和修井作业同样也会减少甲烷排放。天然气STAR合作伙伴报道，通过避免放空，每口井每年平均可节约天然气600 千立方英尺；通过消除修井作业，每口井每年平均节约天然气30 千立方英尺。
- ★ **其他经济效益。** 在计算柱塞举升的经济效益时，避免排放所带来的气体节省量仅是众多考虑因素之一。更多的节省可能来自剩余生产设备的残余价值以及相关的电力和修井作业节省费用。而且，连续不断地从井中排出积水的气井还具有生产出更多凝析油和原油的潜力。

# 井上安装柱塞举升系统

## 4 决策步骤

作为气井放空和游梁举升的一种替代方案，作业者应对柱塞举升进行评价。决策安装柱塞举升系统必须在对各种情况进行逐个分析的基础上来完成。合作伙伴可以利用下面的决策过程作为指导，来评价在气井上安装柱塞举升系统的适用性和成本效果。

### 评价柱塞举升系统的四个步骤：

- (1) 确定安装柱塞举升系统的技术可行性；
- (2) 确定柱塞举升系统的成本；
- (3) 估计柱塞举升系统的节省情况；
- (4) 评价柱塞举升系统的经济效果。

**第1步：确定安装柱塞举升系统的技术可行性。** 柱塞举升系统用于存在井筒积液并且有足够气量和过剩关井压力可将液体从油藏举升至地面的气井中。表2列出了4个指示柱塞举升系统具有良好适用性的气井特征。供货商通常提供书面材料，旨在帮助作业者确定一口具体的气井是否能从安装柱塞举升系统中获利。例如，一口3 000英尺深的气井，在100 psig压力下向销售管线产气，关井压力150 psig，每天必须向大气中放空来排出积液，平均每天积水三桶。该井有足够大的过剩关井压力，每天必须生产3 600标准立方英尺的气体（400标准立方英尺/桶/1 000英尺深度×3 000英尺深度×3桶/天）才能证明使用柱塞举升是合理的。

### 表2 应用柱塞举升的一般要求

- ★ 为维持生产，需要采取气井放空和其他排液技术。
- ★ 气井必须以400标准立方英尺气体/桶/1 000英尺深度的速度生产。
- ★ 气井井口关井压力是销售管线压力的1.5倍。
- ★ 气井存在结蜡或结垢现象。

**第2步：确定柱塞举升系统的成本。** 与柱塞举升相关的费用包括投资成本、购和安装设备的投资和劳务开支以及操作和维护系统的工作费用。这些费用包括：

- ★ **投资成本、安装费用和启动费用。** 基本的柱塞举升系统安装费用大约为1 500~6 000美元。相比而言，安装诸如游梁举升之类的地面抽油设备则需花费20 000~40 000美元。假设油管是敞开且清洁的，柱塞举升安装费用包括在井口安装管道系统、阀门、控制器和电源的费用以及安装井底柱塞缓冲器总成的费用。安装费用里面变化最大的项目是下入钢丝绳丈量油管（检查内部堵塞）并测试将柱塞从顶部下入底部（扩孔）以确保柱塞能沿油管柱自由上下运动所需的费用。其他投资费用包括井深测量费用、移除井筒液体的抽汲费用、移去矿物垢和清洗射孔孔眼的酸化费用、井内岩屑的打捞费用以及其他各种各样的气井修井作业费用。这些额外的投资费用从500美元到超过2 000美元不等。欲安装柱塞举升系统的作业者需要注意，该系统要求采用处于良好状态的内径为常数的连续油管柱。如果需要更换油管柱的话，则费用会比安装费用额外增加几千美元，这取决于气井的深度。
- ★ **操作费用。** 柱塞举升维护需要定期例行检查防喷管和柱塞。一般地，这些部件6~12个月就需要更换1次，每年费用大约为500~1 000美元。其他系统部件每年只需要检查一次即可。

# 井上安装柱塞举升系统

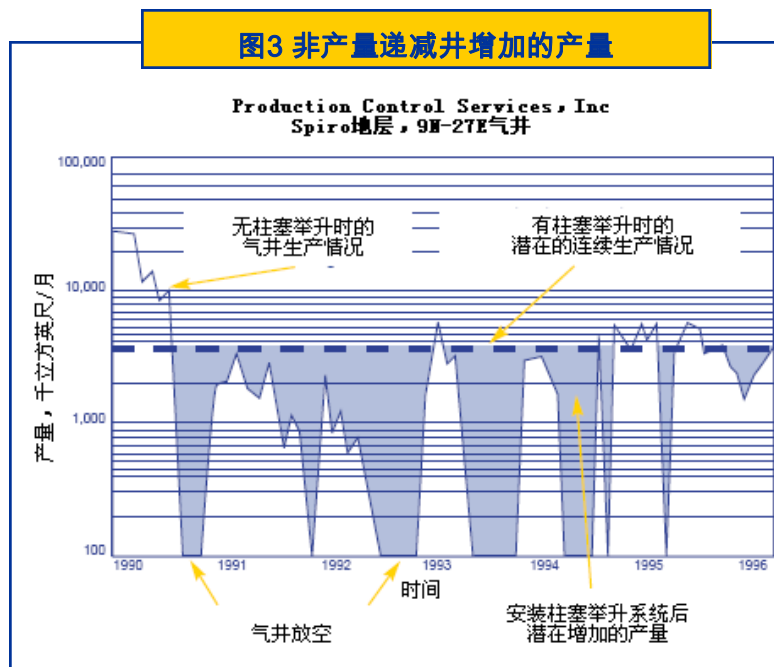
第3步：估计柱塞举升系统的节省情况。和柱塞举升系统相关的节省情况包括：

- ★ 从增加产量获得的收益；
- ★ 从避免排放获得的收益；
- ★ 避免的额外费用——气井处理费用、减少的电费、修井费用；
- ★ 设备残余价值。

## 从增加产量获得的收益

安装柱塞举升系统的最主要收益是增加天然气产量。在决策过程中，产量增加程度不能直接测量而只能估计。估计预期增产量的方法随不同气井的生产状况而变化。对于连续生产的气井或非产量递减期的气井，其评价方法相对简单。相对而言，对于处于产量递减期的气井，估计增产量的方法要更复杂一些。

- ★ **估计非产量递减期的气井中增加的天然气产量。**假设放空后达到的平均峰值产量与气井除液后潜在的峰值产量接近，通过这种假设可以估计出安装柱塞举升系统所增加的天然气产量。如图3所示，可用测井曲线来估计潜在的产量增加幅度。在该图中，实线表示当油管内积液时气井产量先逐渐上升然后急剧下降。通过将气井放空到大气中恢复生产，但是随着液体的再次聚集，产量再次下降。注意，气井产量刻度（千立方英尺/月）是一个对数刻度。



虚线表示排液以后的平均峰值产量。该值假设与使用柱塞举升系统能获得的潜在的峰值产量相等，一般至少是气井放空后峰值产量的80%。潜在产量（虚线）和实际产量（实线）之间的阴影面积表示使用柱塞举升系统所增加产量的估计值。

- ★ **估计产量递减或放空后不知道最大产量的气井中所增加的天然气产量。**处于递减阶段或者没有周期性放空作业的气井，需要更详细的方法来估计安装柱塞举升系统所增加的产量。例如，安装在产量递减气井上的柱塞举升系统，要求根据射孔孔眼处降低的压力产生一条改进的递减曲线。作业者应寻求油藏工程师的帮助来确定这些曲线（见附录）。

# 井上安装柱塞举升系统

一旦估计出安装柱塞举升系统所增加的产量，作业者就能计算出增加天然气的价值并评估安装柱塞举升系统的经济效益。表4给出了不同气体产量增幅情况下的潜在的财务利润。认识到局部费用和条件会发生变化这一点很重要。同样应注意的是，表4给出的例子中没有考虑安装柱塞举升系统的其他经济效益，诸如避免排放、减少电力消耗和化学处理所节省的费用等，这些内容将在后续部分进行介绍。将这些额外的收益考虑在内，会提高安装柱塞举升系统的经济回报。

表4 估计安装柱塞举升系统后在不同气体产量增幅情况下的经济回报

增加的天然气产量 (千立方英尺/天)	投资回收期 (月)	内部收益率 (%)	投资回报率 (%)
3	28	38	350
5	16	69	580
10	8	144	1 150
15	5	219	1 730
20	4	294	2 310
25	3	369	2 880
30	3	444	3 460

**假设：**  
天然气价格按3美元/千立方英尺计算。  
柱塞系统成本为6 000美元，包括投产费用。  
租赁作业费为600美元/月。每年产量递减速度为6%。贴现率为15%。  
来源：Production Control Services, Inc

## 避免排放获得的收益

安装柱塞举升系统所减少的天然气排放量因气井不同而存在巨大差异，这取决于单井和气藏特点，如销售管线压力、关井压力、积液速度和气井尺寸（井深、套管直径、油管直径）。然而，最重要的变量是正常的井放空作业次数。一些作业者使用自动排放定时器来控制气井放空；其他一些作业者使用人工排放方式，需要操作人员站在井旁监测操作过程；还有一些作业者敞开气井后就离开井场，几小时或几天后再回来，这取决于气井排液时间的长短。因此，避免排放所带来的经济效益也会有很大差异。如此大的可变性意味着一些项目的投资回收期比其他项目更短。大部分柱塞举升系统单单凭借其增加的天然气产量就能证明安装该系统是合理的，而甲烷减排能提供额外的资金收入。

★ **替代放空作业时所避免的气体排放量。**在安装柱塞举升系统的气井中，能减少由气井放空引起的排放量。气井放空频率和放空流速变化很大，这完全取决于具体气井和气藏的情况。据报道，每口气井因放空而引起的排放量从每年1千立方英尺到每年几千立方英尺不等。所以，因避免排放所节省的气体将变化很大，这取决于具体气井的数据。



# 井上安装柱塞举升系统

将天然气的市场价格乘以避免排放的气体体积，就能计算出避免排放的收益。如果没有测量每口井每次放空的排放量，则必须估计一个数值。在下面的例子中，从1口低压气井中每次放空所排放的气体体积估计为稳定气体流量的0.5625倍。利用这个假设，表5说明对于1口日产量为100千立方英尺的无积液气井，每放空1小时，估计排放到大气中的气体量为2千立方英尺。

表5 例子：估计避免放空而节省的气体量

每小时避免排放量	= ( 0.5625 × 稳定单日流量 ) ÷ 24小时/天
避免排放量 <sup>2</sup>	= ( 0.5625 × 100 千立方英尺 ) ÷ 24 = 2千立方英尺/放空1小时
避免排放量的年度价值 <sup>3</sup>	= 2 千立方英尺 × 12 × 3美元/千立方英尺 = 72美元/年

<sup>1</sup> GRI/EPA 联合研究报告中推荐的甲烷排放系数，来自天然气工业的甲烷排放，第7卷：放空和吹扫活动（1995年6月）。研究估计，在放空开始时，由于受到井内液体限制，气体流量只有满流量的25%。在放空末期，气体流量变回到100%的满流量。放空期间的综合平均流量是满流量的56.25%。

<sup>2</sup> 假设稳定的日产量为100千立方英尺/天。

<sup>3</sup> 假定每月放空1次，每次持续1个小时。

这种方法使用起来简单，但事实表明，该方法得到的避免甲烷排放的估计值比实际要低。另一种估计避免甲烷排放量的方法见附录。

气井排放量基于具体气井和气藏情况有较大的可变性，实际测量是确定避免排放量的首选方法。现场测量可以提供必要的数据来确定因避免排放带来的节省量。

★ **替代游梁式举升方法所避免的气体排放。**在用柱塞举升替代游梁式举升而不是对气井进行放空的情况下，由于减少了机械修理、清除岩屑和清洗孔眼、清除抽油杆上的结垢和结蜡等工作，从而避免了甲烷排放。据报道，与修井相关的平均排放量，每次修井作业大约为2千立方英尺，修井频率从1~15次/年不等。由于具体气井的特点不同，如修井期间的流动、修井持续时间和修井频率等，不同气井之间所避免的排放量会变化很大。

## 避免的额外费用和获得的额外收益

尽管避免的额外费用取决于当前现场除液系统的类型，主要包括避免的气井处理费用、减少的电力消耗费用和减少的修井费用。当柱塞举升系统替代游梁式举升方法或其他诸如放空、抽汲或泡排等之类的补救措施时，避免的气井处理费用可适用于这类情况。减少的电力消耗费用、减少的修井费用和回收的残余价值仅适用于柱塞举升系统替代游梁式举升方法这种情况。

**避免的气井处理费用。**气井处理费用包括化学处理费用、微生物清洗费用、取出抽油杆费用和通井费用。井深1500英尺的浅井资料显示，包括取出抽油杆和修复油管在内，每口气井的修井费用超过11000美元。文献中报道，化学处理费用（缓蚀剂、溶剂、分散剂、热流体、晶体改性剂和表面活性剂）每口井每年至少为10000美元。降低结蜡的微生物费用每口井每年为5000美元（注意，微生物处理没有解决流体侵入问题）。随着结垢或结蜡严重程度的增加以及井深的增加，这些处理费用中每一项费用都会随之增加。

# 井上安装柱塞举升系统

与游梁式举升方法相比，减少电力消耗成本。减少的电力运营成本会进一步增加柱塞举升系统的经济回报。柱塞举升系统没有电力运营成本，因为大多数控制器都是由带蓄电瓶的太阳能电池板供电。表6给出了安装柱塞举升系统的作业者所报道的一系列电力节省成本。假设工作时间为365天，那么每年避免的电力成本从1 000美元到7 300美元不等。

**表6 柱塞举升系统替代游梁式举升系统所避免的电力运营成本**

电机大小 ( 制动马力 )	操作费用 ( 美元/天 )
10	3
20	7
30	10
40	13
50	17
60	20

<sup>1</sup> 电力运营成本假设：电机在满载负荷的50%下工作、运行时间为全年时间的50%，电费为7.5 美分/千瓦小时。

与游梁式举升方法相比，减少修井费用。所报道的与游梁式举升系统相关的修井费用为1 000 美元/天。一般井深的修井作业需要一天时间，超过8 000 英尺的气井，修井时间则会超过一天。根据气井的具体情况，每年需要修井1~15 次。采用柱塞举升系统后，这些费用都可以避免。

替代游梁式举升方法后，可回收设备残值。如果安装的柱塞举升系统替代的是游梁式举升系统，那么从旧生产设备的残值中会获得一笔额外的收入和更好的经济回报。表7 给出了通过出售剩余抽油机获得的残值数据。在某些情况下，仅残值这一项就可以支付柱塞举升系统的安装费用。

**表7 当从游梁式举升转换成柱塞举升时遗留设备的残值**

残余设备带来的资金节省	
抽油机尺寸 ( 英寸-磅扭矩 )	设备残值 ( 美元 )
114, 000	12, 300
160, 000	16, 800
228, 000	21, 300
320, 000	27, 200
456, 000	34, 300
640, 000	41, 500

<sup>1</sup> 残值包括抽油机、电机和抽油杆柱的最低估计销售价值



# 井上安装柱塞举升系统

**第4步：评价柱塞举升系统的经济效果。**可以利用最基本的现金流量分析方法来比较柱塞举升系统和其他排液方法的费用和效益。表8总结了各种方案的费用情况。

**表8 柱塞举升系统和其他排液方法的费用对比**

费用分类	柱塞举升系统	传统游梁式举升系统	补救措施 <sup>1</sup>
投资成本和投产费用	1 943 ~ 7 772美元	25 907 ~ 51 813 美元	0美元
实施费用			
维修保养费用 <sup>2</sup>	1 300美元/年	1 300 ~ 19 500美元/年	0美元
气井处理费用 <sup>3</sup>	0美元	13 200+ 美元	13 200+ 美元
电力运营费用 <sup>4</sup>	0美元	1 000 ~ 7 300美元/年	0美元
残值	0美元	(12 000 ~ 41 500美元)	0美元

<sup>1</sup> 包括泡排、抽汲和放空。  
<sup>2</sup> 对于传统的游梁式举升系统，其维修保养费用包括修井费用，假设每年修井1~15次，每次修井费用是1 000美元。  
<sup>3</sup> 费用可能会有变化，取决于流体性质。  
<sup>4</sup> 对于柱塞举升的电力运营费用，假设柱塞举升系统由太阳能提供动力。

★ **用柱塞举升系统替代游梁式举升系统的经济效益。**表9使用表8中的数据来模拟一口产量为100千立方英尺/天的假设气井，以此来评价安装柱塞举升系统的经济效益。安装柱塞举升系统后产量每天增加20千立方英尺，每年产量可增加7 300千立方英尺。假设在安装柱塞举升系统之前，每年只修井1次，转为柱塞举升系统后，每年可避免的排放量2千立方英尺。项目可从游梁式举升设备的

# 井上安装柱塞举升系统

**表9 柱塞举升系统替代游梁式举升系统的经济分析**

	第0年	第1年	第2年	第3年	第4年	第5年
增加产量和避免排放产生的天然气的价值 <sup>1</sup>		51 114美元	51 114美元	51 114美元	51 114美元	51 114美元
柱塞举升设备和安装费用	(7 772美元)					
柱塞举升系统的维护费用		(1 300美元)	(1 300美元)	(1 300美元)	(1 300美元)	(1 300美元)
每年的电费	0美元	0美元	0美元	0美元	0美元	0美元
游梁式举升设备的残余价值	21 300美元					
避免的游梁式举升系统的维护费用 (每年1次修井作业)		1 300美元	1 300美元	1 300美元	1 300美元	1 300美元
避免的游梁式举升系统的电费 (10 马力电机)		1 000美元	1 000美元	1 000美元	1 000美元	1 000美元
避免的化学处理费用		13 200美元	13 200美元	13 200美元	13 200美元	13 200美元
净现金流量	13 528美元	65 314美元	65 314美元	65 314美元	65 314美元	65 314美元

NPV (净现值)<sup>2</sup>=122 945 美元

投资回收期=立即收回

<sup>1</sup> 天然气价格按3 美元/千立方英尺计算，所计算的气体量包括由于增产而增加的7 300 千立方英尺天然气和由于避免每次作业排放而增加的2 千立方英尺天然气(假设一年修井1 次)。

<sup>2</sup> 净现值建立在5 年期内贴现率取10%的基础之上

# 井上安装柱塞举升系统

- ★ 残值中获得巨大的利润，立即就能收回成本。即使没有收回残余价值，项目也能在几个月后收回成本，这要视气井的生产能力而定。
- ★ **采用柱塞举升系统而避免放空的经济效益。**表10 利用表8 中的数据来评价一口产量为100千立方英尺/天的假设气井的经济效益，该井安装柱塞举升系统替代放空作业来排除井中积液。假设产量每天增加20 千立方英尺，则每年产量可增加7 300 千立方英尺。此外，避免放空作业也会带来额外的气体节省量。假设每年进行12 次放空作业，每次放空1 个小时，那么每年避免的排放量为24 千立方英尺。

**表10 柱塞举升系统替代放空作业的经济分析**

	第0年	第1年	第2年	第3年	第4年	第5年
增加产量和避免排放产生的天然气的价值 <sup>1</sup>		21 972 美元	21 972 美元	21 972 美元	21 972 美元	21 972 美元
柱塞举升设备和安装费用 ( 6 000 美元 )						
柱塞举升系统 维护费用		( 1 000 美元 )	( 1 000 美元 )	( 1 000 美元 )	( 1 000 美元 )	( 1 000 美元 )
每年的电费	0 美元	0 美元	0 美元	0 美元	0 美元	0 美元
避免的化学处理费用		10 000 美元	10 000 美元	10 000 美元	10 000 美元	10 000 美元
净现金流量	( 6 000 美元 )	30 972 美元	30 972 美元	30 972 美元	30 972 美元	30 972 美元
NPV ( 净现值 ) <sup>2</sup> =101 280 美元						
投资回收期=小于6 个月						

<sup>1</sup> 天然气价格为3 美元/千立方英尺，所计算的气体量包括由于产量增加而增加的7 300 千立方英尺天然气和由于避免每次作业排放而增加的24 千立方英尺天然气 ( 假设一年排放12 次，每次排放量为2 千立方英尺 )。

<sup>2</sup> 净现值建立在5 年期内贴现率取10%的基础之上。

## 5 实例分析

### 5.1 Amoco 公司Midland Farm气田

Amoco石油公司，一个天然气STAR计划特许合作伙伴（现与BP合并），记录了他们在Midland Farm气田成功应用柱塞举升设备替代游梁式有杆泵举升设备所取得的成果。在安装柱塞举升系统之前，Amoco 公司使用配置玻璃钢杆的游梁式举升设备。举升设备主要是640 英尺-磅的抽油机，由60 马力的原动机提供动力。操作人员注意到，该油田的油井中存在严重的结蜡问题，析出的石蜡吸附在井筒和抽油杆上，严重阻碍了流体的流动并干扰了玻璃钢杆的运动。柱塞举升被认为是阻止井下石蜡聚集的一种可行方案。

Amoco 石油公司以单井先导性项目开始，然后在整个油田上实施柱塞举升系统更换计划。在前期工作获得成功的基础上，Amoco石油公司将系统更换工作推广到整个油田。由于在Midland Farm油田取得了成功，Amoco 石油公司在Texas 州的Denver和Sundown 安装了190 套柱塞举升系统来替换其他游梁式举升装置。

# 井上安装柱塞举升系统

## 成本和收益

Amoco 石油公司估计，柱塞举升系统安装费用——包括柱塞设备费用和油管改换费用——平均每口井为10 000 美元（在学习阶段，最初的先导性试验费用要高于平均费用，油管改换费用也包括在内）。Amoco 石油公司计算了因避免电力消耗、修井作业和化学处理等三方面费用而获得的经济节省情况。Amoco石油公司估计，避免电力消耗、修井作业和结蜡控制的费用平均每口井每年为20 000美元。

- ★ **电能。**节省的费用以一年中运行50%的时间为基础进行估计。利用表6 中的费用，估计每天节省20 美元的电费。
- ★ **修井作业。**Amoco 石油公司平均每口井每年要进行一次修井作业，以修理抽油杆柱部件。使用陈旧的游梁式举升系统，这项作业费用为3 000 美元，平均每天大约为8 美元
- ★ **化学处理。**最大的经济节省来自避免化学处理作业。因柱塞举升系统可有效地除去油管上沉积的石蜡，Amoco 石油公司因此在每口气井上每年可节省约10 000 美元的结蜡处理费用。

## 增加气体产量和收益

在最初安装柱塞举升系统的气井上，Amoco石油公司每天增加了400 千立方英尺的产气量。当柱塞举升系统在整个油田上推广时，公司在许多气井上都取得了显著的成功——尽管有一些气井在30 天的评价期内产量增加很少或没有增加产量。包括增加的产量和没有被排放掉的气体在内，在所有安装柱塞举升系统的气井上，每天增加的总气量为1 348 千立方英尺。假设产量按6% 的速度递减，每口气井每年节省的天然气体量为11 274 千立方英尺，或者每口气井每年大约节省33 822 美元。表11 和表12 总结了Amoco石油公司在Midland Farm 气田上安装柱塞举升系统的最初结果和第一年的经济效益。安装柱塞举升系统除了节省气体和节省成本外，Amoco 石油公司还从出售抽油机和电动机中实现一次性经济收益，每套装置可获得32 000 美元的额外收入。

## 井上安装柱塞举升系统

**表11 在Texas Midland Fram气田上因安装柱塞举升系统而引起的产量变化**

井号#	安装柱塞举升系统前的产量			安装柱塞举升系统后生产30天的产量		
	天然气 (千立方英尺/天)	原油 (桶/天)	水 (桶/天)	天然气 (千立方英尺/天)	原油 (桶/天)	水 (桶/天)
1	233	6	1	676	5	1
2	280	15	1	345	15	1
3	240	13	2	531	33	11
4	180	12	2	180	16	3
5	250	5	2	500	5	2
6	95	8	2	75	12	0
7	125	13	1	125	14	0
8	55	6	1	55	13	2
9	120	45	6	175	40	0
10	160	16	3	334	17	3
11	180	7	12	80	6	6
12	215	15	4	388	21	2
13	122	8	8	124	12	7
14	88	5	10	23	9	1
平均	157	12	4	258	16	3

<sup>1</sup>所有气井均大约为11 400 英尺深。

来源：世界石油，1995年11月

# 井上安装柱塞举升系统

## 分析

表12 给出了与Amoco石油公司柱塞举升项目相关的成本和收益情况。在系统运行的第一年，公司在每口气井上平均每年节省了大约44 700 美元的费用。此外，公司在每口气井上从游梁式举升设备的残余价值中获得了大约32 000 美元的额外收益。

**表12 Amoco石油公司用柱塞举升系统替代游梁式举升系统的经济效益**

平均年度天然气节省量 <sup>1</sup> (千立方英尺/年)	每年节省天然气的价值 <sup>2</sup> (美元)	每口井安装柱塞举升系统的费用 (美元)	每年每口井避免抽油杆修理的费用 (美元)	每年每口井避免化学处理的费用 (美元)	每年每口井避免电力消耗的费用 (美元)	每口井平均节省费用 <sup>3</sup> (美元)	每口井游梁式举升设备的额外的残值 (美元)
11 274	78 918	13 000	4 000	13 000	20	90 200	41 500

<sup>1</sup> 平均初始气井产量=1 348千立方英尺/天。假设年递减率为6%。

<sup>2</sup> 天然气价格为3 美元/千立方英尺。

<sup>3</sup> 节省值是对14 口以上气井取平均得到的。

## 5.2 Mobil 公司Big Piney 气田

在Wyoming 州Big Piney气田，天然气STAR 特许合作伙伴Mobil 石油公司（现与Exxon 石油公司合并）在19 口气井上安装了柱塞举升系统。前两套柱塞举升系统安装于1995 年，剩余气井在1997年才完成安装。由于安装了这些系统，Mobil石油公司每年减少天然气排放量12 166 千立方英尺。除了减少甲烷排放以外，柱塞举升系统还减少了乙烷（体积的6%）、C3 碳氢化合物 + VOCs（体积的5%）和惰性气体（体积的2%）的排放。表13 给出了安装柱塞举升系统后每口井的减排量。



# 井上安装柱塞举升系统

表13 Wyoming, Big Piney 气田实施的柱塞举升项目

气井#	安装柱塞前的排放体积 (千立方英尺/年/井)	安装柱塞后的排放体积 (千立方英尺/年/井)	年度减少体积 (千立方英尺/年/井)
1	1 456	0	1 456
2	581	0	581
3	1 959	318	1 641
4	924	0	924
5	105	24	81
6	263	95	168
7	713	80	633
8	453	0	453
9	333	0	333
10	765	217	548
11	1 442	129	1 313
12	1 175	991	184
13	694	215	479
14	1 416	1 259	157
15	1 132	708	424
16	1 940	561	1 379
17	731	461	270
18	246	0	246
19	594	0	594
总计	17 224	5 058	12 166

## 安装提示

下面的建议可以帮助在安装柱塞举升系统时不发生意外事故：

- ★ **不要使用完井封隔器**，因为它会限制每个柱塞行程的气体产量。没有完井封隔器，整个环形空间都可用来形成一个大的压缩天然气源。气体体积越大，能被举升的水的体积也越大。
- ★ **安装前使用通井规检查油管堵塞情况**。油管堵塞会阻碍柱塞运动，并且可能要求更换生产油管。
- ★ **第一个行程后捕获柱塞**。检查柱塞，确定有无任何损伤、砂或垢的存在，这样有助于防止在后续柱塞举升工作中出现各种障碍；当工作人员和安装设备调动起来后，立即进行维修作业。

# 井上安装柱塞举升系统

## 6 经验总结

相对于其他的气井排液处理措施而言，柱塞举升系统具有以下几个优点：增加天然气销量、延长气井寿命、降低气井维护费用以及减少甲烷排放量。当安装柱塞举升系统时，应从以下几个方面进行考虑：

- ★ 不管是替换游梁式举升系统还是替代放空操作，柱塞举升系统都会很快收回投资并提供高额的投资回报。
- ★ 安装柱塞举升系统能极大地减少气井寿命期内所需的修井作业次数，同时还能显著地降低排放到大气中的甲烷量。
- ★ 安装柱塞举升系统的经济分析应包括增加的产能以及相关的气井寿命延长年限。
- ★ 即使当气井压力下降到低于克服销售管线回压后举升柱塞和液体所需的压力时，在这种情况下，柱塞举升结合气井放空措施的排液效率也远比简单的没有柱塞举升协助的气井放空措施的排液效率要高
- ★ 将安装柱塞举升系统后的甲烷减排量写入所提交的年度报告中（作为天然气STAR 计划的一部分）。

## 7 参考文献

Abercrombie, B. “Plunger Lift” in The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 2b, by K.E. Brown. Penn Well Publishing Co., 1980 (pp. 483-518).

Beauregard, E., and P.L. Ferguson. Introduction to Plunger Lift: Applications, Advantages and Limitations. SPE Paper 21290 presented at the Rocky Mountain Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers, Billings, MT, May 1982.

Beeson, C.M., D.G. Knox, and J.H. Stoddard. Plunger Lift Correlation Equations and Nomographs. Paper 501-G presented at AIME Petroleum Branch Meeting, New Orleans, LA, October 1995.

Bracy, C.L., and S.J. Morrow. An Economic Assessment of Artificial Lift in Low Pressure, Tight Gas Sands in Ochiltree County, Texas. SPE Paper 27932 presented at the SPEMid-Continent Gas Symposium, Amarillo, TX, May 1994.

Christian, J., Lea, J.F., and Bishop, B. Plunger Lift Comes of Age. World Oil, November 1995.

EVI Weatherford, personal contact.

Ferguson, Paul L., and Beauregard, E. Will Plunger Lift Work in My Well. Southwestern Petroleum Short Course, (pp. 301-310), 1988.

Fishback II, J. William, Exxon-Mobil, personal contact.

Foss, D.L., and R.B. Gaul. Plunger-Lift Performance Criteria with Operating Experience—Ventura Avenue Field. Drilling and Production Practice. American Petroleum Institute, 1965 (pp. 124-140).

Gregg, David, Multi Products Company, personal contact.

Lea, J.F. Dynamic Analysis of Plunger Lift Operations. SPE Paper 10253 presented at the 56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, October 1981. McAllister, E.W. Pipe Line Rules of Thumb Handbook, Fourth Edition. Gulf Publishing Company, 1998 (pp. 282-284).

# 井上安装柱塞举升系统

O'Connell T., P. Sinner, and W.R. Guice. Flexible Plungers Resolve CT, Slim Hole Problems. American Oil and Gas Reporter, Vol.40 No.1 (pp.82-85).

Paugh, Len, Lomak Petroleum, personal contact.

Phillips, Dan and Listik, Scott. How to Optimize Production from Plunger Lift Systems. World Oil, May 1998.

Plunger lift systems, Inc., personal contact.

Schneider, T., S., and Mackey, V. Plunger Lift Benefits Bottom Line for a Southeast New Mexico Operator. SPE Paper 59705 presented at the Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, March 2000.

Smith, Reid, BP, personal contact.

Tingley, Kevin, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, personal contact.

Walls, Brad, Resource Production Company, personal contact.

Well Master Corporation, personal contact.

Wellco Service Corporation, personal contact.

## 附录

### 估计产量递减并增加的产量

根据Dake的油藏工程基础 (Fundamentals of Reservoir Engineering, 1982), 利用下面公式来计算当应用柱塞举升系统时由于压力降低而增加的井底流量。半稳态流入方程可表示如下:

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

式中,

$m(p_{avg})$  = 真实气体拟压力平均值

$m(p_{wf})$  = 自喷井真实气体拟压力

$Q$  = 产气量

$T$  = 绝对温度

$k$  = 渗透率

$h$  = 地层厚度

$r_e$  = 外边界半径

$r_w$  = 井筒半径

$S$  = 机械表皮系数

当收集好油藏参数后, 可以计算出井眼中有流体存在时的阻滞水流的产气量 $Q$  (当前的条件和

当前的递减曲线) 和井眼中没有流体时的产气量 $Q$  (应用柱塞举升时的条件和改进的递减曲线)。这

# 井上安装柱塞举升系统

只是一个指南，作业者需要动用油藏工程师来帮助确定这个数值。

## 当替代气井放空措施时计算避免排放量的另一种替代方法

气井排放体积的一个保守估计值可以使用下面公式来计算：

每年排放体积（标准千立方英尺/年） $= (0.37 \times 10^{-6}) \times (\text{套管直径})^2 \times \text{井深} \times \text{关井压力} \times \text{年放空数}$

式中，套管直径单位为英寸，井深单位为英尺，关井压力单位为psig。表A1 给出了一个计算实例。

**表A1 例子：估计由放空所避免的排放量**

套管直径	8 英寸
井深	10,000 英尺
关井压力	214.7 psig
年放空次数	52 (每周放空1次)
年排放体积	$= (0.37 \times 10^{-6}) \times 8^2 \times 10,000 \times 214.7 \times 52$ $= 2,644$ 标准千立方英尺/年

这是一口气井被放空到大气压时的最小的气体体积，因为油管中积累的液柱压力等于销售管线压力与关井压力之差，该井已经停止了向销售管线供气。如果气井关井压力超过销售管线压力的1.5倍，正如表2 中对柱塞举升系统的要求那样，当回压降低到0psig 时，在关井压力下处于气井套管中的气体体积可以最低限度地将油管中的液体以段塞流的方式举升到地面。利用这个体积和Weymouyh 气体流动方程（管道经验手册，第四版，283 页和284 页，表3、表4 和表5 中普通管径、长度和压降的计算），合作伙伴能估计出气井放空的最短时间。如果合作伙伴的做法和经验是气井放空时间比这些计算的放空时间要长的话，那么保守的年排放量增加倍数就等于实际放空时间与Weymouyh 方程计算的最短放空时间的比值。

# 1EPA

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

EPAxxx  
xxx 2006