

# 盐穴储气库投资及供气成本分析

□ 北京市燃气集团有限责任公司 (100035) 张海梁

□ 北京优奈特燃气工程技术有限公司 (100052) 于玉良 王逊

**摘 要:** 本文以平顶山盐田建库为例,对盐穴储气库的建库规模、工艺参数、投资及供气成本进行分析;评价老腔改造、多次注采等措施对盐穴储气的主要技经指标影响。结果表明,采用14口新溶腔建库、日注采规模 $400 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 、年周转1次时,单位周转气量投资为4.23元/ $\text{m}^3$ 、储气成本(不含原料气)为0.378元/ $\text{m}^3$ ;采用采卤老腔建库不仅可以节省大量地下工程费用、减少单位周转气量投资20%,而且较同等规模的新溶腔建库方案,储气成本降低10%;采用小库容建库匹配多次注采的建设和运行方式也可以降低单位周转气量投资20%、降低供气成本17%。本文结果为北京周边地下储气库建设的技术、经济可行性论证提供参考。

## 1 引言

建设地下储气设施对提高燃气供应的调峰和应急保障能力、推进清洁用能、促进天然气贸易具有重要意义。但由于盐穴储气库属于大型项目,投资大、建设周期和寿命周期长,且项目之间存在差异,因此需要根据项目的地质、地缘经济条件论证盐穴储气库建设和运行的技术、经济可行性。

截止2016年底,我国已经建成投产的地下储气库仅形成调峰能力 $64 \times 10^8 \text{Nm}^3$ ,占2016年天然气消费量的3.1%,与国际通行惯例的15%相比差距较大。特别是2017年以来,因清洁取暖“煤改气”新增需求集中释放,进一步推高冬季用气峰值,华北地区冬夏季季节峰谷比已达3.5以上,但由于储气调峰设施不足,中石油等上游企业开始对部分工业用气采取限气措施。储气调峰设施建设严重滞后是煤改气推进的制约因素之一。此外,我国天然气贸易也日益活跃,政策和市场都驱动更多的贸易主体和天然气量进入交易平台,城镇燃气行业要参与其中,就需要拥有相当数

量的周转气量。建设储气库也是城市燃气企业进行天然气贸易、扩展产业链的必备条件。因此,有必要建设地下储气设施,提高燃气供应的调峰和应急保障能力、推进清洁用能、促进天然气贸易。

盐穴储气库是将天然气储存在人工溶盐后形成的腔体中。由于储气规模较大、注/采灵活、单井吞吐量大、注/采周期短、储气无泄漏、工作气量比例高等优点,近年来得到较快发展。盐穴储气库即可用于季节调峰,也可用于日调峰和应急调峰;盐穴储气单位投资虽高于枯竭油气田和含水层储气,但仍大大低于LNG储存方式,从注/采速度和周期、经济性、选址可行性等角度综合评价,盐穴储气是一种适合我国城市燃气行业的储气方式。

但由于盐穴储气库项目属于大型项目,投资大、建设周期、寿命周期长,且项目之间存在差异,因此需要根据项目的建库地质、地缘经济条件论证盐穴储气库建设和运行的技术、经济可行性。文献<sup>[1-2]</sup>对江苏金坛老腔改造的地下工程投资、河南平顶山和湖北云应的新溶腔建库的地面注/采工艺设计及投资进行了

研究。文献<sup>[3-5]</sup>对地面注/采系统设计等进行了研究。

本文在已有研究基础上,以平顶山盐田建库为例,对建库规模、工艺参数、投资及供气成本进行分析;评价老腔改造、多次注采等措施对盐穴储气的主要技经指标影响。

## 2 储气库规模及工艺参数

本文以平顶山盐田建库为例<sup>[6]</sup>。平顶山盐田盐矿位于河南省舞阳盆地的西部。盐层展布面积达到400km<sup>2</sup>,平均品位为90%,总厚度为200m~1 138m,适宜进行大规模盐穴储气库的建设。此外盐矿已有近20年的开采历史,在地下形成许多废弃的采空溶腔。利用采卤老腔,能加快储气库建设、降低建库成本<sup>[7]</sup>。

### 2.1 单腔设计库容、最大工作气量

#### 2.1.1 单腔设计库容

单腔设计库容由注入的天然气组分、单腔有效储气空间、溶腔最大允许压力、溶腔温度决定。溶腔顶部埋深1 300m~1 500m,最高压力 $P$ 可达到19MPa~23MPa,本文选取平均值21MPa,盐腔设计温度 $T$ 取35℃, $Z=0.8135$ ,溶腔有效容积 $V$ 为23 104m<sup>3</sup>,按式(1)<sup>[8]</sup>得到单腔设计库容为5 194×10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/口溶腔。

$$P_R V = \frac{G}{M} Z_R R T_R \quad (1)$$

#### 2.1.2 单腔有效工作气量

按式(2)<sup>[2]</sup>得到单腔有效工作气量 $Q$ 为3 410×10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/口溶腔,垫底气量比例为66%。

$$Q = 10.59 * V * 10\ 000 * (P_{MAX} - P_{MIN}) \quad (2)$$

$P_{MAX}$ 、 $P_{MIN}$ : 储气库最高、最低运行压力,MPa

$Q$ : 单腔有效工作气量, m<sup>3</sup>/口

$V$ : 溶腔有效体积, 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>, 取23×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/口溶腔

#### 2.1.3 结果验证

采用以上方法,估算已建成的金坛盐穴储气库参数。在运行压力区间7MPa~17MPa,单腔有效容积为20×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>时,得到采用10口溶腔,可获得2.175×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>的工作气量,与项目工程建设方案相同<sup>[3]</sup>。证明可用以上方法进行项目库容、有效工作气量和垫底气量估算。

对本文研究的建库盐群,单腔有效容积为23×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>,根据已有勘测可建设溶腔35口<sup>[1, 6]</sup>,获得最大

工作气量12.08×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>、库容18.18×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>。

## 2.2 注/采气能力

### 2.2.1 压力下降速率与单腔采气能力的关系

根据文献<sup>[5]</sup>,调峰采气时溶腔天然气压力下降速率不大于0.3MPa/d~0.5MPa/d。应急采气时,允许2d~3d内天然气压力下降速度0.5MPa/d~1.0MPa/d。压力下降速率与单腔(有效容积23×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>)采气能力关系如图1所示。

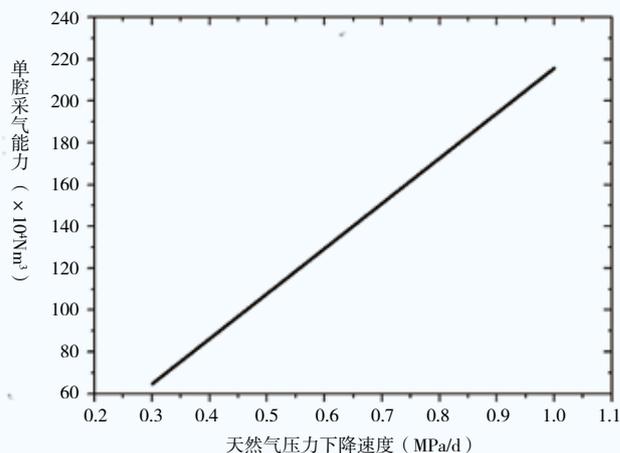


图1 压力下降速率与单腔采气能力的关系

### 2.2.2 注/采能力

按均采均注的原则,采用14口溶腔、每年总注/采气天数各120天、年周转1次、日注/采规模为400×10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>计算,平均每口溶腔注/采气量28.5×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>;采用7口溶腔,年总注/采气天数各120d、年周转2次、日注/采规模为400×10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>计算,平均每口溶腔注/采气量57×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>。以上调峰采气量均在压力下降速度允许范围内。

取每口溶腔天然气压力下降速率不大于1.0MPa/d,每口溶腔的最大应急采气能力取200×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d。

### 2.2.3 气库-长输干线间的联络线输气量

在库区和长输高压管线间需修建输气管道。按门站最低接受压力6.5MPa,注/采站出口压力8.5MPa, $Z=0.814$ , $L=168$ km, $T=333$ K, $E=0.783$ , $d=101.6$ ,假设分输站与储气库的管线长度为168km,由式(3),得到选取1 016×17.5管径,分输站和储气库间可输送的最大气量约3 200×10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d。

$$Q_V = 11\ 522 d^{2.53} \left( \frac{P_1^2 - P_2^2}{Z T L S^{0.96}} \right)^{0.51} \quad (3)$$

### 2.2.4 建库规模及方案

根据前面分析提出3种建库方案(表1)。其中方案1和方案3采用新溶腔建库,方案2利用采卤老腔,为便于方案对比,假设与方案1的总溶腔有效容积一致,但实际可利用的老腔数量和容积尚需评估筛选。

表1 地下工程建设方案

	单位	方案1	方案2	方案3
建设周期	年	3	1	3
溶腔类型		新腔	老腔	新腔
溶腔数量	口	14	14	7
注/采周期	次/年	1	1	2
库容	10 <sup>8</sup> Nm <sup>3</sup>	7.27	7.27	3.63
年储转气量	10 <sup>8</sup> Nm <sup>3</sup>	4.8	4.8	4.8
调峰注/采气规模	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	400	400	400
应急采气规模	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	2 800	2 800	1 400

## 3 储气库投资估算

由于建库工艺较特殊,盐穴储气库的投资构成和投资水平不同于其他类型地下储气库,需要针对具体项目进行具体分析。

盐穴储气库项目报批总投资一般由建设投资、建设期贷款利息和铺底流动资金等部分组成,其中建设投资又包括前期评价费用、工程费用、工程建设其他费用、垫底气费、预备费、矿权转让费及国外合作费、检测设备等费<sup>[9]</sup>。

### 3.1 建设投资

#### 3.1.1 工程投资

##### 3.1.1.1 地下工程建设投资

金坛储气库建造1个20×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>~25×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>的单腔投资为2 913万元<sup>[9]</sup>,本项目由于库址的地质条件所限,钻井、造腔和排卤的难度大于金坛储气库,初步估算建设一口新溶腔需4 000万元,包括钻井工程、造腔工程、注气排卤工程的施工费用及建设期的公用工程消耗。考虑建库不可预见费用后,本文取4 400万元/口溶腔,各项工艺占地下工程建设投资的比例取国内已建和拟建盐穴储气库的平均值<sup>[9]</sup>,如表2所示。

采用以上方法,得到方案1~3的地下工程费用分别为6.21亿元、3.23亿元、3.1亿元。可见采用老腔改造,显著降低了地下工程投资。

表2 地下工程建设投资比例

	钻井工程	造腔工程	注气排卤工程
占地下工程建设投资比例, %	20.3	53.7	26.0

#### 3.1.1.2 地面库区建设工程费用

库区设施包括注/采设施、脱水设施、集输系统、造腔地面系统。库区建设费用与注/采气规模等参数有关。本文以文献<sup>[1]</sup>作为参考方案,采取规模缩放的方法,以注/采气量为缩放量(缩放因子为0.9)计算地面库区建设工程费用。

#### 3.1.2 其他费用和预备费

其他费用和预备费取报批总投资的15%。

#### 3.1.3 前期评价

前期工作包括三维地震和资料井钻探及相关实验分析费用。在项目规划阶段,其估算准确度对总投资影响较小,因此暂按文献<sup>[10]</sup>选取,合计4 500万元。

3.1.4 垫底气本文垫底气费用包括原料气价和注气费用。垫底气原料价格取河南门站价格1.91元/Nm<sup>3</sup>。注气费用包括压缩机耗电及辅助消耗,取0.03元/Nm<sup>3</sup>,储气库与门站的管输成本取0.05元/Nm<sup>3</sup>,垫底气单位总成本为1.99元/m<sup>3</sup>。

#### 3.1.5 其他费用

其他费用包括矿权转让费、国外合作费、检测设备费等。本文进行分析时不单独列支,而是包含在不可预见费中。

### 3.2 建设期利息

根据资金来源、贷款利率和建设期各年投资比例逐年计算建设期利息。按有关规定储气库项目建设的贷款比例为60%。人民币借款利率取4.9%。

### 3.3 流动资金估算

采用分项详细指标估算法进行测算<sup>[10]</sup>。垫底气因在项目报废时才采出利用,购买垫底气所使用的资金在整个计算期内被占用,无法再用于其他用途获取资金的保值增值。因此,在核算供气成本时,对于垫底气投资占用资金通过流动资金占用费的形式予以补

偿,按垫底气投资、占用期限计算流动资金占用费,计入当期财务费用。

表3为各方案的项目投资及构成。结果表明,各项投资比例和单位储转气量投资在可行范围内<sup>[9]</sup>;方案3采取了相对较小的库容(溶腔数),通过增加注/采次数达到与方案1相同的年注/采气量,单位储转气量投资下降30%;老腔改造可以降低投资、缩短工期。采用14口老腔,较同等地下、地面规模的新溶腔项目,单位储转气量投资降低20%。

## 4 供气成本分析

盐穴储气库供气成本是影响到储气库经济性的重要指标。供气成本由项目投资成本和运行成本决定。需要针对具体项目进行具体分析,对运行成本及降低供气成本的措施进行探讨。

### 4.1 建设阶段成本

建设阶段成本包括燃动、自来水、设备维修、人工等费用。本文将相关费用计入地下工程投资中,不再单独列支。

### 4.2 运行阶段成本

#### 4.2.1 储气成本

##### 4.2.1.1 原材料费

原材料费支出包括原料气(年储转气、垫底气)费用和材料费。本文原料气价格取储气库建设项目

所在省份天然气门站价,河南平顶山地区的天然气门站价格目前为1.91元/Nm<sup>3</sup>,考虑输气、注气成本后为1.99元/Nm<sup>3</sup>;材料费包括天然气损耗(卤水携带气量损耗和地面系统天然气损耗)和三甘醇、润滑油、水等其他材料消耗<sup>[1,10]</sup>,如表4所示。

表4 材料消耗指标

	单位	消耗指标	单价
天然气损耗	%	0.05	1.99元/m <sup>3</sup>
水	万t/亿m <sup>3</sup>	0.285	3.9
三甘醇	吨醇/亿m <sup>3</sup>	0.333	1.632万元/t
油	方油/亿m <sup>3</sup>	0.702	75元/L
其他材料	元/m <sup>3</sup>	1	0.005元

#### 4.2.1.2 燃料动力费

生产阶段的地面工程能耗包括电力和燃气,用于注气压缩机和空压机,在燃动费用中占较大比重。由于本项目具备充足的天然气资源,因此采用气驱动的间冷压缩方式。由于储气库地层层层深,注气压力高。下游天然气用户用气量变化较大,注气压缩机全部选用往复机组,机组排量按照“均采均注”的原则设计,并考虑不均匀系数。经计算,对本项目注气压力从21MPa~7MPa变化,消耗电0.041kWh/m<sup>3</sup>,考虑压缩机出口压力变化及系统其他辅机耗电,取0.05kWh/m<sup>3</sup>,如果采用燃气驱动,按发电机效率32%计算,得到燃

表3 项目投资及构成

	方案1	占总投资比例, %	方案2	占总投资比例, %	方案3	占总投资比例, %
年周转次数, 次/a	1		1		2	
溶腔数, 口	14		14		7	
注/采规模, 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	400		400		400	
年储转次数	1		1		2	
总投资(不含垫底气), 亿元	15.56		11.84		11.67	
地下工程投资, 亿元	6.207	30.4	3.23	19.3	3.103	22.0
地面工程, 亿元	5.799	28.4	5.80	34.7	5.799	41.1
垫底气费用, 亿元	4.856	23.8	4.86	29.1	2.428	17.2
前期开发费用, 亿元	0.45	2.2	0.45	2.7	0.45	3.2
其他、预备费, 亿元	3.13	15.3	2.36	14.1	2.32	16.5
总投资(含垫底气), 亿元	20.44	100	16.7	100	14.1	100
单位储转气量投资, 元/m <sup>3</sup>	4.23		3.45		2.92	

气消耗为 $158 \times 10^{-4} \text{m}^3/\text{m}^3$ 。根据文献<sup>[1]</sup>，在相同的压力运行区间下，日注气量为 $600 \times 10^4 \text{m}^3$ ，年注气时间120d时，采用气驱压缩机组，消耗燃气 $1\ 144.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。折合每亿方注气量消耗燃气 $159 \times 10^4 \text{m}^3$ 燃气用于驱动压缩机。与本项目计算结果一致。电耗和水耗参照文献<sup>[10]</sup>。河南工业用户实行阶梯电价，按工业大用户1kV~10kV，取电价加权平均值为0.629元/kWh。储气库运行期间主要燃动消耗指标见表5。

表5 储气库运行期间主要燃动消耗指标

	单位	消耗定额	单价
燃气	$10^{-4} \text{m}^3/\text{m}^3$	158	1.99元/ $\text{m}^3$
电	$10^{-4} \text{kWh}/\text{m}^3$	42.85	0.629元/kWh

#### 4.2.1.3 维护及修理费

根据规定，地面设备按地面固定资产原值测算，本文取5%。在生产阶段，需要定期对注/采井进行测腔，支出储气库监测费，在经济分析时按46万元/口井计算；对储气库注/采井进行维护，预计6年~8年全部注/采井完成维护1次，单井次费用约为1 200万元，分摊到每年的单井维护费用为200万元/口井。

#### 4.2.1.4 其它费用<sup>[1]</sup>

根据财政部和国家安全生产监督管理局颁发的《高危行业企业安全生产费用财务管理暂行办法》（财企号）规定，安全费用提取标准为5元/1 000 $\text{m}^3$ ，按运行工作气量计算；数字专线等租赁费350万元；综合研究和服务费1 500万元/a；其它运行费为3万元井。压缩机年用电量按136.5万元/a计算。

#### 4.2.1.5 折旧、折耗费

采用平均年限法计算新增固定资产和原有固定资产净值。取残值率4%。

#### 4.2.1.6 人工成本

生产工人工资及福利费，按人均年工资及福利费取值，为15万元/人·a。

#### 4.2.1.7 管理费和营业费

分别取5%和0.25%。

### 4.2.2 输气成本

#### 4.2.2.1 长输成本

按照2017年9月中石油东部管道有限公司公布的天然气管道运输价格表<sup>[11]</sup>，从进气点“宁夏自治

区-中卫市-中卫压气站”到河南平顶山的运输距离1 055.25km，自2017年9月1日起该公司批准的管道运价率为0.2429元/ $\text{km}^3 \cdot \text{km}$ （含增值税），总运费为0.2563元/ $\text{m}^3$ （含增值税）。如果储气库为北京服务，其供气方式可考虑采用串气，供应北京的长输费用应不少于中石油供应河南平顶山的运费0.2563元/ $\text{m}^3$ ，本文暂取0.3元/ $\text{m}^3$ 。

#### 4.2.2.2 分输站与储气库间输气费用

根据已公布的各管道公司的天然气价格表，储气库与分输站之间、分输站与分输站之间执行相同运价率。按分输站与储气库间距离168km、取管道运价率0.2 429元/ $\text{km}^3 \cdot \text{km}$ ，得到运费0.041元/ $\text{m}^3$ ，本文取0.05元/ $\text{m}^3$ 。

### 4.3 成本分析

#### 4.3.1 基础数据及评价指标

4.3.1.1 财务折现率：12%

4.3.1.2 评价期<sup>[12]</sup>

对于整体建设的盐穴储气库来说，建设期和生产运行期的划分界限可按第一批井注气排卤结束时间确定。因此，本文项目评价期为28a，其中建设期3a，运营期25a。

4.3.1.3 税率

本项目增值税取5%；城市维护建设税取7%；教育附加费取3%。所得税取33%。

4.3.1.4 评价指标

● 储气成本（不计原料气成本）=折旧+利息+运行成本

● 运行成本=燃动费+材料耗损费+维修费+人工福利费+其他费用

● 供气成本（不计原料气成本）=储气成本+管输费（分输站至储气库、分输站至目的地）

#### 4.3.2 评价结果

图2为供应北京时，各方案的供气成本（不计原料气成本）。可见：

● 方案3采取了相对较小的库容（溶腔数），通过增加注/采次数达到与方案1相同的年注/采气量。成本分析结果可见，采用小库容、多次注/采的建设和运行方式可在相同的日注/采规模下降低供气成本17%；

● 老腔改造可以降低投资、缩短工期。采用14口老溶，项目所在地到北京的总供气成本为2.684元/ $\text{m}^3$ ，

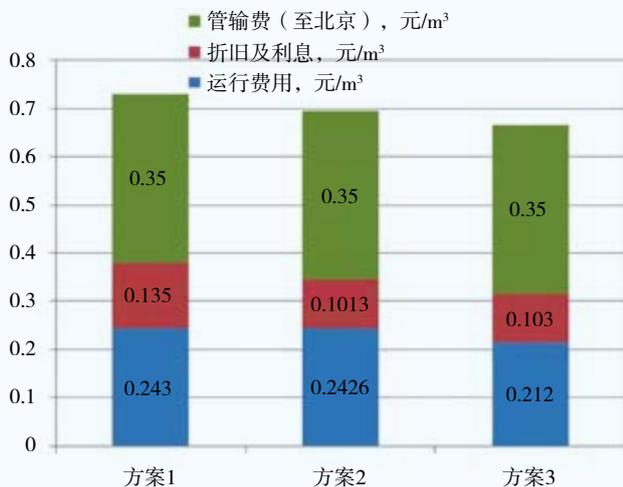


图2 供气成本 (供北京)

其中原料费1.99元/m<sup>3</sup>、储气成本 0.344元/m<sup>3</sup>，管输成本0.35元/m<sup>3</sup>；较同等级地下、地面规模的新溶腔项目，储气成本降低10%；

● 除原料成本外，管输成本在总供气成本中占较大比例，有必要采用适宜模式、降低管输费。

## 5 结论

(1) 选定河南平顶山盐田作为盐穴储气库址。新溶腔单腔有效储气空间23 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>、运行压力区间7MPa ~ 21MPa、单腔有效工作气量3 410 × 10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>、单腔设计库容5 194 × 10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>、单腔调峰采气能力28.5 × 10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d~57 × 10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d、单腔最大应急采气能力200 × 10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d；

(2) 本文提出3种建库方案：利用14口新溶腔，注采规模400 × 10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d，年注采1次，达到总库容7.27 × 10<sup>8</sup>Nm<sup>3</sup>、周转气量4.8 × 10<sup>8</sup>Nm<sup>3</sup>；利用14口老腔，注采规模400 × 10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d，年注采1次；利用7口新溶腔，注采规模400 × 10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d，年注采2次，达到总库容3.63 × 10<sup>8</sup>Nm<sup>3</sup>、周转气量4.8 × 10<sup>8</sup>Nm<sup>3</sup>；

(3) 采用14口新溶腔建库、日注采规模400 × 10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d、年周转1次时，单位周转气量投资为4.23元/m<sup>3</sup>；在项目投资构成中，地下工程、地面工程和垫底气占主要比例，分别为30%、28%、24%；采用老腔改造可以节省大量地下工程费用，减少单位周转气量投资20%；采用小库容，增加周转次数可降低单位周转气量投资20%；

(4) 采用14口新溶腔建库、日注采规模400 × 10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/d、年周转1次时，项目直接运行费0.243元/m<sup>3</sup>、折旧和利息为0.135元/m<sup>3</sup>，合计储气成本(不含原料气)0.378元/m<sup>3</sup>；老腔改造建库较同等级地下、地面规模的新溶腔建库，储气成本降低10%；采用小库容建库匹配多次注采的建设和运行方式可以降低供气成本17%；

(5) 管输成本在总供气成本中占较大比例，有必要采用适宜模式、降低管输费。

### 参考文献

- 1 黄朝晖. 长输天然气管道配套地下储气库工程地面工艺技术研究. 中国石油大学(华东)硕士学位论文, 2009
- 2 张艺. 金坛盐矿老腔改建储气库可行性研究. 重庆大学硕士学位论文, 2011
- 3 刘波. 盐穴储气库地面工程工艺设计. 煤气与热力, 2016; 36(10)
- 4 朱荣强. 地下储气库地面工程工艺技术. 2015; 35(3)
- 5 杨海军. TJ盐穴地下储气库注采气运行动态分析. 石油化工应用, 2010; 29(9)
- 6 丁国生等. 西气东输二线平顶山盐穴储气库建设可行性. 油气储运, 2010; 29(4)
- 7 李文魁等. 平顶山盐田现有盐穴老腔的再利用探讨. 中国井矿盐, 2015; 46(3)
- 8 丁国生等. 西气东输盐穴储气库库容及运行模拟预测研究. 天然气工业, 2006; 26(10)
- 9 成渊朝. 盐穴地下储气库工程投资控制策略探析. 国际石油经济, 2017; 25(4)
- 10 王永科. XX地下储气库建设项目经济评价研究. 西南石油大学硕士学位论文, 2013
- 11 中石油东部管道有限公司天然气管道运输价格表
- 12 罗天宝. 盐穴地下储气库建设项目经济评价应注意的几个问题. 国际石油经济, 2015; 23(12)

主办：中国城市燃气协会信息委 咨询电话：010-62032933



**燃气**  
资讯

为促进会员单位信息的交流和发展服务