

# 有水气藏改建地下储气库运行下限压力的确定

姜风光<sup>1,2</sup> 王皆明<sup>2</sup> 胡永乐<sup>1</sup> 韩冰洁<sup>2</sup>

1. 中国石油勘探开发研究院 2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院

姜风光等. 有水气藏改建地下储气库运行下限压力的确定. 天然气工业, 2013, 33(4): 100-103.

**摘要** 有水气藏在改建为地下储气库的过程中, 如何合理确定其运行下限压力, 最大限度地减少水侵对地下储气库运行的影响, 是决定该类气藏建库成败的关键因素之一。目前国内对此主要采用气藏工程方法, 该方法主要反映了地下储气库在采气末期受水侵影响较小条件下的运行情况, 无法真实反映采气末期水侵对地下储气库运行的影响。为此, 运用数值模拟方法, 依据产水量、气水比、气水界面和含气饱和度等指标的变化, 来表征不同下限压力下水侵对地下储气库运行的影响。研究表明: ①不同下限压力下, 产水量和气水比变化曲线存在 1 个明显拐点, 当下限压力低于该拐点时, 产水量急剧上升, 气水比急剧下降; ②应综合考虑水侵量、地下储气库工作气量规模和工作井数来确定有水气藏改建地下储气库的下限压力; ③相对气藏工程方法而言, 数值模拟方法更能真实地反映水侵对地下储气库运行的影响。

**关键词** 有水气藏 地下储气库 下限压力 水侵量 数值模拟 产水量 气水比 气水界面 含气饱和度

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2013.04.018

## Determination of the operating lower limit pressure for underground gas storage converted from water-bearing gas reservoirs

Jiang Fengguang<sup>1,2</sup>, Wang Jieming<sup>2</sup>, Hu Yongle<sup>1</sup>, Han Bingjie<sup>2</sup>

(1. *Petroleum Exploration and Development Research Institute, Beijing 100083, China*; 2. *Langfang Branch of Petroleum Exploration and Development Research Institute, Langfang, Hebei 065007, China*)

NATUR. GAS IND. VOLUME 33, ISSUE 4, pp. 100-103, 4/25/2013. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** One of the key factors determining the success or failure of the project of converting a water-bearing gas reservoir into an underground gas storage (UGS) is how to determine its operating lower limit pressure and eliminate the negative effect of water influx on the UGS operation to the maximum degree. At present, the commonly used gas reservoir engineering method in China can only reflect how the converted UGS is going in the final period of gas recovery under little effect of water influx. In view of this, based on the variation of such indexes as water yield, gas-water ratio, gas-water interface, gas saturation, etc., the numerical simulation was used to present the impact of water influx under different lower limits of pressure on the operation of UGS. The following results were obtained. (1) Under different lower limits of pressure, there exists an obvious inflection point in the curves of water yield and gas-water influx; when the lower limit pressure is under the inflection point, there is a surge in the water yield but sharp drop in the gas-water ratio. (2) The lower limit pressure for this project should be determined through an overall consideration of water yield, working gas capacity of UGS, and working well numbers. (3) Compared with the gas reservoir engineering method, the numerical simulation can reflect more truly the effect of water influx on the UGS operation.

**Key words:** gas-bearing gas reservoir, underground gas storage, lower limit pressure, water influx, numerical simulation, water yield, water-gas ratio, gas-water interface, gas saturation

**作者简介:** 姜风光, 女, 1981年生, 工程师, 博士研究生; 主要从事天然气地下储气库的设计和研究工作。地址: (065007) 河北省廊坊市广阳区万庄 44 号信箱。电话: (010) 69213684。E-mail: jiangfg69@petrochina.com.cn

气藏型地下储气库是目前国内最主要的地下储气库类型<sup>[1-2]</sup>。但对于大多数气藏而言,普遍存在边底水<sup>[3]</sup>,因此,有水气藏在改建为地下储气库的过程中,如何合理确定其运行下限压力,最大限度地减少水侵对地下储气库运行的影响,是决定该类气藏建库成败的关键因素之一。目前国内对此主要采用气藏工程方法,该方法的局限性在于主要反映了地下储气库在采气末期受水侵影响较小条件下的运行情况,无法真实反映采气末期水侵对地下储气库运行的影响。为此,运用数值模拟方法,利用产水量、气水比、气水界面和含气饱和度等指标的变化,来表征不同下限压力下水侵对地下储气库运行的影响。

## 1 气藏基本概况

某气藏四周被断层切割,构造形态东高、西低,埋深为4 400 m,原始气水界面深度为4 954 m;自上而下划分为峰峰组、上马家沟组和下马家沟组共14个小层。储层物性差,孔隙度低,渗透率低,高角度微细裂缝相对发育,部分处于裂缝发育区的气井明显受到底水水窜的影响。原始地层压力为47.9 MPa,经过20多年衰竭式开采,目前地层压力为29.9 MPa。为了较准确地模拟底水沿裂缝的水侵状况以及改建地下储气库后底水水侵对地下储气库运行的总体影响,采用E300双重介质组分模型进行指标预测。

## 2 地下储气库运行下限压力确定

### 2.1 气藏工程方法

在气藏物质平衡方法的基础上<sup>[4-6]</sup>,将原始含气孔隙体积扣除建库前的水侵影响,并引入注气项,建立地下储气库注采动态平衡预测模型,表达式为:

$$G_{gt} B_{gti} - (W_e - W_p B_w) = (G_{gt} - G_{pt}) B_{gt} + G_{gt} B_{gti} \left( \frac{C_w S_{wi} + C_i}{1 - S_{wi}} \right) (p_i - p) + G_i B_{gz} \quad (1)$$

气藏改建地下储气库前未经过注气开发,通过回归气藏历年累积产气量、累积产水量和地层压力的关系曲线,可以预测气藏继续降压开采到不同压力下的累积产气量及累积产水量。根据式(1)可求得气藏在不同压力下改建地下储气库前的水侵量( $W_e$ )。将 $W_e$ 设为定值,代入式(1)即可求得气藏改建地下储气库后在不同运行压力下的工作气量。但要指出的是:由式(1)确定的 $W_e$ 值是通过气藏历年累积产气量、累积产水量回归预测得到的,与建库后实际的水侵量存在一定的偏差。

利用注采气井节点压力分析方法<sup>[7-14]</sup>,假定地层

气体单相流动,确定在不同地层压力下的单井平均产能( $q_g$ ),即可得到地下储气库在不同运行压力下的工作井数。地下储气库在高压期(即采气初期)运行时所需工作井数表达式为:

$$n = \frac{G_i}{t q_{g1}} \quad (2)$$

地下储气库在低压期(即采气末期)运行时所需工作井数表达式为:

$$n_2 = \frac{G_i}{t q_{g2}} \quad (3)$$

由于 $q_{g1} > q_{g2}$ ,所以 $n < n_2$ 。为了保证地下储气库正常稳定运行,工作井数采用最大值(即 $n_2$ )。

该气藏改建地下储气库运行上限压力为原始地层压力(47.9 MPa),下限压力分别为29.9 MPa、28.0 MPa和26.0 MPa时,利用式(1)和式(3)计算对应下限压力下地下储气库的工作气量和工作井数(图1)。

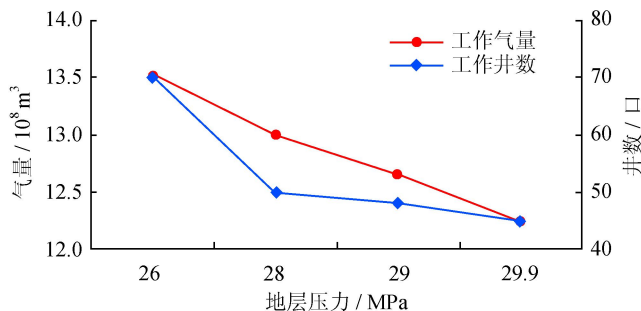


图1 不同下限压力下地下储气库的工作气量和工作井数变化曲线图

由图1可知,在上限压力保持定值的条件下,随着下限压力的降低,地下储气库的工作气量逐步上升、工作井数逐步增加。当下限压力为28.0 MPa时,地下储气库的工作井数及工作气量曲线存在明显突变拐点,因此,确定下限压力为28.0 MPa。

### 2.2 数值模拟方法

以精细气藏数值模拟历史拟合数据为基础,在构造中、高部位布井,注采井距为300 m,采气120 d,采气井数为43口,单井最大产气量为 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,最低井口压力为10 MPa。

运用数值模拟方法,利用产水量、气水比、含气饱和度及气水界面等指标的变化,表征不同下限压力水侵量对地下储气库运行的影响。

#### 2.2.1 产水量和气水比变化

利用数值模拟方法预测得到不同下限压力下地下储气库采气末期产水量和气水比的变化情况(图2)。

由图2可知,随着下限压力的降低,产水量逐步上

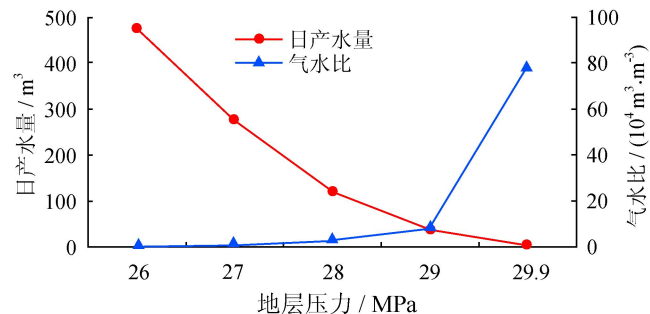


图 2 不同下限压力下地下储气库采气末期产水量和  
气水比变化曲线图

升,气水比逐步降低。当压力低于 29 MPa 时,产水量和  
气水比发生明显变化,产水量急剧上升,气水比急剧  
下降,表明地下储气库受水侵的影响较大。当地层压  
力保持在 29.9 MPa 时,地下储气库受水侵的影响较  
小,产水量很低,气水比维持在一个较高的水平。

### 2.2.2 含气饱和度变化

利用数值模拟方法预测得到不同下限压力下地下  
储气库采气末期各小层的平均含气饱和度值(表 1)。  
当下限压力为 29.9 MPa 时,地下储气库采气末期峰  
峰组各小层的含气饱和度保持较高值,未出现明显水  
侵,仅在上马家沟组 I 小层出现局部水侵;当下限压力  
为 28.0 MPa 时,峰峰组 IV、V 小层和上马家沟组 I  
小层出现较大面积水侵,平均含气饱和度已低于 0.6;当

表 1 不同下限压力下地下储气库采气末期  
平均含气饱和度预测值表

下限压力 / MPa	峰峰组			上马家沟组
	III	IV	V	I
29.9	0.73	0.70	0.68	0.61
28.0	0.72	0.60	0.58	0.50
26.0	0.59	0.55	0.48	0.42

下限压力为 26.0 MPa 时,峰峰组 III 和 IV 小层出现大  
面积的水侵,平均含气饱和度已降至 0.55,峰峰组 V  
小层和上马家沟组 I 小层已基本水淹,含气饱和度分  
别为 0.48、0.42。

### 2.2.3 气水界面变化

当下限压力为 29.9 MPa 时,气水前缘位置为  
4 730 m 左右,气水界面上移 224 m,采气末期顶部峰  
峰组各小层未出现明显水侵,仅上马家沟组 I 小层出  
现局部水侵(图 3-a);当下限压力为 28.0 MPa 时,气  
水前缘位置为 4 700 m,气水界面上移 250 m 左右,顶  
部峰峰组 III 小层没有出现明显水侵,但峰峰组 IV、V  
小层和上马家沟组 I 小层已出现较大面积水侵(图 3-  
b);当地层压力降至 26.0 MPa 时,气水前缘位置上移  
至 4 640 m,气水界面上移 314 m,峰峰组 III 小层和 IV  
小层已出现局部水侵,峰峰组 V 小层和上马家沟组 I  
小层已基本水淹(图 3-c)。

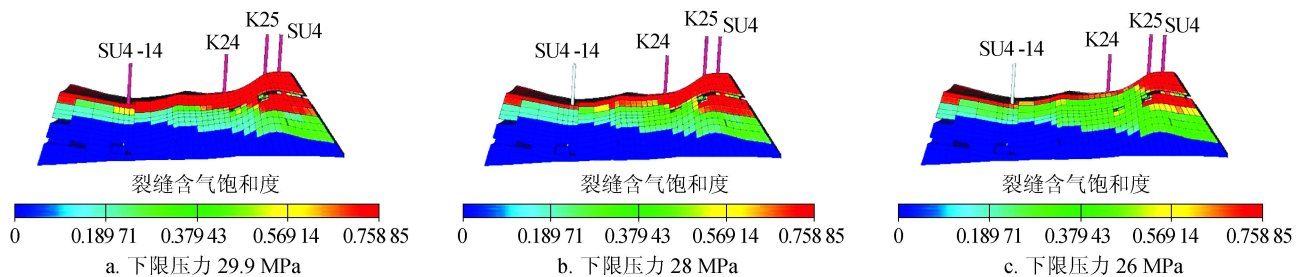


图 3 裂缝系统气水前缘推进距离变化图

## 2.3 综合对比分析

利用气藏工程方法确定有水气藏改建地下储气库  
的下限压力为 28.0 MPa,但该方法主要反映了地下储  
气库在采气末期受水侵影响较小条件下的运行情况,  
不能真实反映采气末期水侵对地下储气库运行的影  
响,确定的下限压力相对较低,存在一定的风险。

利用数值模拟方法确定有水气藏改建地下储气库  
的下限压力为 29.9 MPa,该方法利用产水量、气水比、  
含气饱和度及气水界面等指标变化来反映不同下限压  
力下水侵对地下储气库运行的影响,模拟结果更为真

实可靠。综合考虑水侵量和地下储气库的工作气量规  
模,确定该有水气藏改建地下储气库运行下限压力为  
29.9 MPa。

## 3 结论

1)有水气藏改建地下储气库,其下限压力的确定  
是一个至关重要的参数。下限压力过高,会降低工作  
气量规模,影响地下储气库运行效率;下限压力过低,  
地下储气库采气末期则会造成地层水大量侵入,影响  
地下储气库安全稳定运行。

2)对于有水气藏改建地下储气库,利用气藏工程方法确定下限压力具有一定局限性;数值模拟方法更为真实地反映了采气末期水侵对地下储气库的影响,其确定的下限压力更为真实可靠。

3)有水气藏改建地下储气库下限压力的确定,需要考虑多方面因素的影响,首先应考虑水侵的影响,其次应根据地下储气库工作气量规模和工作井数来综合确定下限压力。

### 符 号 说 明

$G_{gt}$ 为凝析气地质储量,  $m^3$ ;  $B_{gti}$ 为原始地层压力时的气体体积系数;  $W_e$ 为累积水侵量,  $m^3$ ;  $W_p$ 为累积产水量,  $m^3$ ;  $B_w$ 为地层水体积系数;  $G_{pt}$ 为累积产凝析气量,  $m^3$ ;  $B_{gt}$ 为任意地层压力时的气体体积系数;  $G$ 为气藏累积注入干气量,  $m^3$ ;  $B_{gr}$ 为注入干气体积系数;  $p_i$ 为原始地层压力;  $C_w$ 为地层水压缩系数;  $C_r$ 为岩石压缩系数;  $S_{wi}$ 为束缚水饱和度;  $q_{e1}$ 、 $q_{e2}$ 分别为采气初期和末期单井平均产气量,  $10^4 m^3/d$ ;  $m$ 、 $n$ 分别为采气初期和末期工作井数,  $\alpha$ ;  $t$ 为调峰时间,  $d$ 。

### 参 考 文 献

- [1] 丁国生,谢萍.中国地下储气库现状与发展展望[J].天然气工业,2006,26(6):111-113.  
DING Guosheng, XIE Ping. Current situation and prospect of Chinese underground gas storage[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(6): 111-113.
- [2] 丁国生,李文阳.国内外地下储气库现状与发展趋势[J].国际石油经济,2002,10(8):23-25.  
DING Guosheng, LI Wenyang. Current situation and development trends of domestic and foreign underground gas storage[J]. International Petroleum Economics, 2002, 10(8): 23-25.
- [3] 郭肖,杜志敏,疏壮志.裂缝性有水气藏水平气井产能分析[J].天然气工业,2006,26(9):100-102.  
GUO Xiao, DU Zhimin, SHU Zhuangzhi. Horizontal well productivity analysis of the fractured water-bearing gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(9): 100-102.
- [4] 陈元千.油气藏工程计算方法[M].北京:石油工业出版社,1990.  
CHEN Yuanqian. Calculation method of oil and gas reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990.
- [5] 王鸣华.气藏工程[M].北京:石油工业出版社,1997.  
WANG Minghua. Gas reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [6] 陈军,敖耀庭,张爱华.裂缝性有水气藏水侵量预测方法[J].特种油气藏,2010,17(2):66-68.  
CHEN Jun, AO Yaoting, ZHANG Aihua. Applied research of estimation of water influx in fractured gas pool

with aquifer[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2010, 17(2): 66-68.

- [7] 王皆明,姜风光.地下储气库注采动态预测模型[J].天然气工业,2009,29(2):108-110.  
WANG Jieming, JIANG Fengguang. A prediction model on dynamic injection and production for underground gas storages[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(2): 108-110.
- [8] 杜建芬,刘伟,郭平,等.低渗透油藏气水交替注入能力变化规律研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2011,33(5):114-117.  
DU Jianfen, LIU Wei, GUO Ping, et al. Law of injection capacity changes of gas-water alternative injection in low-permeability reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2011, 33(5): 114-117.
- [9] 李晓平,吴芒.有水气藏地下渗流数学模型[J].钻采工艺,1997,20(5):35-37.  
LI Xiaoping, WU Mang. Underground percolation mathematical model of water-bearing gas reservoir[J]. Drilling & Production Technology, 1997, 20(5): 35-37.
- [10] 王皆明,朱亚东.确定地下储气库工作气量的优化方法[J].天然气工业,2005,25(12):103-104.  
WANG Jieming, ZHU Yadong. A method of optimizing gas working gas capacity in underground gas storage[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(12): 103-104.
- [11] 王皆明,王丽娟,耿晶.含水层储气库建库注气驱动机理数值模拟研究[J].天然气地球科学,2005,16(5):673-676.  
WANG Jieming, WANG Lijuan, GENG Jing. The numerical simulation study on the gas-drive mechanism of aquifer gas storages[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(5): 673-676.
- [12] 赵树栋,王皆明.天然气地下储气库注采技术[M].北京:石油工业出版社,2000.  
ZHAO Shudong, WANG Jieming. Injection technology of underground natural gas storage[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000.
- [13] 谭羽非.国外天然气地下储气库的数值模拟研究[J].天然气工业,1998,18(6):93-94.  
TAN Yufei. Study on numerical simulation of foreign natural gas underground gas storage[J]. Natural Gas Industry, 1998, 18(6): 93-94.
- [14] 吴建发,钟兵,冯曦,等.相国寺石炭系气藏改建地下储气库运行参数设计[J].天然气工业,2012,32(2):91-94.  
WU Jianfa, ZHONG Bing, FENG Xi, et al. Operation parameter design of the Xiangguosi underground gas storage based on the Carboniferous gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(2): 91-94.