

# 异常高压弱水驱凝析气藏改建储气库库容量评价

宣涛<sup>1</sup>, 苏展<sup>2</sup>, 刘世界<sup>1</sup>, 蔡振华<sup>1</sup>, 段宝江<sup>1</sup>

1. 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司 天津 300452

2. 中海石油气电集团技术研发中心 天津 300452

通讯作者: Email: xuantao@enooc.com.cn

项目支持: 海油集团公司科研项目“海上近枯竭气藏改建地下储气库方案研究”(CNOOC-KJ 135KJXM QD 2020-004)

引用: 宣涛, 苏展, 刘世界, 等. 异常高压弱水驱凝析气藏改建储气库库容量评价 [J]. 油气井测试, 2021, 30(6): 71-77.

Cite: XUAN Tao, SU Zhan, LIU Shijie, et al. Capacity evaluation of gas storage after reconstruction of abnormal high pressure weak water drive condensate gas reservoir[J]. Well Testing, 2021, 30(6): 71-77.

**摘要** 在废弃的异常高压弱边水凝析气藏建立储气库, 库容量评价面临动储量计算方法优选和实际有效孔隙空间评价的问题。在生产动态资料的基础上, 采用考虑弱水侵异常高压物质平衡法、流动物质平衡法和 Blasingame 分析法等综合方法评价区块原有效孔隙体积; 利用改进物质平衡法评价水侵量; 通过等容衰竭实验、生产动态计算气藏反凝析液量, 定量评价区块当前剩余有效孔隙体积; 建立物质平衡注采动态预测模型, 确定库容量大小。实践表明: 研究区动储量为  $70.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 库容量为  $64.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 受水侵及反凝析影响, 库容量与动储量相差约 8%。该库容量评价流程及方法能够充分考虑气藏开发过程中造成储层有效孔隙空间变化的影响因素, 为后续方案设计中准确评估库容量提供依据。

**关键词** 库容量; 动储量评价; 物质平衡; 有效孔隙空间; 异常高压; 弱水驱; 凝析气藏

中图分类号: TE58 文献标识码: B DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.06.013

## Capacity evaluation of gas storage after reconstruction of abnormal high pressure weak water drive condensate gas reservoir

XUAN Tao<sup>1</sup>, SU Zhan<sup>2</sup>, LIU Shijie<sup>1</sup>, CAI Zhenhua<sup>1</sup>, DUAN Baojiang<sup>1</sup>

1. Engineering Technology Branch, CNOOC Energy Development Co., Ltd., Tianjin 300452, China

2. Technology Research & Development Center, CNOOC Gas & Power Group, Tianjin 300452, China

**Abstract:** When a gas storage is established on an abandoned condensate gas reservoir with abnormal high pressure and weak edge water, the reservoir capacity evaluation faces the problems of optimization of dynamic reserve calculation method and actual effective pore space evaluation. Based on the production performance data, this paper adopts the comprehensive methods of considering weak water invasion, abnormal high pressure material balance method, flow material balance method and Blasingame analysis method to evaluate the original effective pore volume of the block; Using improved material balance method to evaluate water influx; In addition, the remaining effective pore volume of the block is quantitatively evaluated by calculating the amount of reverse condensate in the gas reservoir through constant volume depletion experiment and production performance; Finally, the material balance injection production performance prediction model is established to determine the reservoir capacity. Practice shows that the dynamic reserves in the study area are  $70.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ , storage capacity of  $64.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ , affected by water invasion and reverse condensate, the difference between reservoir capacity and dynamic reserves is about 8%. The reservoir capacity evaluation process and method can fully consider the influencing factors of effective pore space changes in the process of gas reservoir development and provide a basis for accurate evaluation of reservoir capacity in subsequent scheme design.

**Keywords:** storage capacity; dynamic reserve evaluation; material balance; effective pore space; abnormal high pressure; weak water drive; condensate gas reservoir

储气库库容量评价是储气库方案设计的基础, 直接影响到后期工作气量、井网等方案设计, 其重要性类似于气藏初期开发时的探明储量评

价。储气库自身特点造成库容量小于气藏动储量, 储气库一般是在接近废弃油气藏的基础上建立, 开发到中后期的气藏有效孔隙空间往往小于

原有效孔隙空间。不同油气藏有效孔隙减少的原因不同,对于水驱气藏来说,边底水侵入地层,造成有效孔隙空间减少;对于凝析气藏来说,地层压力降到露点压力下,大量凝析油在地层中析出,堵塞部分有效孔隙空间,造成有效孔隙减少。储气库注采周期一般是一年,而采气期仅有约3个月,采气速度一般超过气藏开发时20~30倍,气体短期高速注采加剧储层非均性影响,造成部分低渗区无法有效动用<sup>[1]</sup>。

近年来,国内外学者通过大量实验分析水驱气藏储气库在注采过程中原有效孔隙局部动用机理<sup>[2-4]</sup>,分析不同气水分布区带有效孔隙空间动用程度,提出了建立以有效含气孔隙为基础的储气库库容量设计方法,促进水驱气藏改建储气库库容量评价的技术发展,达容率明显提高<sup>[5-6]</sup>。本文在水驱气藏对库容量评价理论认识基础上,结合研究区异常高压弱水驱中含凝析油特点,采用有效孔隙空间为基础库容量评价技术,通过多种方法定量论证异常高压弱水驱中含凝析油区块原有效孔隙空间;分析有效孔隙空间受水侵及反凝析影响,并以实际案例建立库容量评价的应用流程及方法,准确评价库容量。

## 1 异常高压弱水驱凝析气藏动储量评价

评价异常高压弱水驱气藏动储量,需考虑气体本身膨胀作用、地层压实作用和地层束缚水的弹性膨胀作用,同时还需考虑外围水侵等能量驱动的影响。本文分别采用考虑弱水侵的异常高压物质平衡法、流动物质平衡法及Blasingame法,结合区块资料及方法适应性,评价区块动储量。

### 1.1 考虑弱水侵异常高压物质平衡法

对异常高压气藏,压降曲线具有两个斜率不同的直线段。采用早期数据拟合第一直线段求出的储量为虚拟地质储量,该储量将明显大于真实地质储量<sup>[7]</sup>。对于异常高压气藏与正常压力系统的定容气藏最主要区别在于前者需考虑岩石、流体膨胀的影响对方程进行校正<sup>[8]</sup>。

$$\frac{p}{Z} [1 - C_e(p_i - p)] = \frac{p_i}{Z_i} - \frac{p_i}{Z_i} \frac{G_p}{G} \quad (1)$$

式中: $G$ 为气藏在地面标准条件下(0.101 MPa, 20℃)原始地质储量, $\text{m}^3$ ;  $G_p$ 为累计产气量, $\text{m}^3$ ;  $p_i$ 为原始地层压力,MPa;  $p$ 为某刻地层压力,MPa;  $C_e$ 为综合压缩系数, $\text{MPa}^{-1}$ 。

当  $(p/z)(1 - C_e\Delta p) = 0$  时,直线与横轴的交点即为异常高压气藏的动储量。为了提高预测准确率,对于凝析气藏, $G_p$  应是凝析油产量折算成气当量后与天然气产量之和<sup>[9]</sup>。

若高压气藏开发时存在强水侵或弱水侵,则视地层压力  $(p/z)(1 - C_e\Delta p)$  与累积产气量  $G_p$  并不是线性关系,而是随着水侵量增加,气藏压力下降速度减缓,曲线上翘,上翘程度与水侵程度有关<sup>[10]</sup>。1线为原始异常高压压降曲线,2线为弱水驱压降曲线,3线为强水驱压降曲线,如图1所示。因此,针对有一定外界流体侵入的异常高压气藏,应选取侵入前直线段拟合动储量作为真实地质储量。

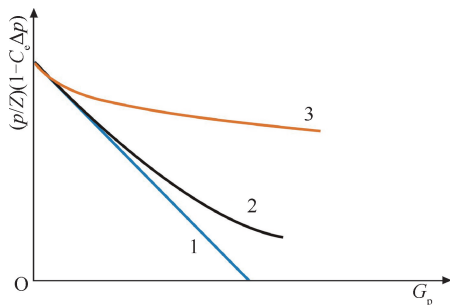


图1 压降法示意图

Fig. 1 Schematic diagram of pressure drop method

研究区属于异常高压弱水驱的凝析气藏,压裂系数1.6,结合实际生产资料,采用上述方法,建立压降关系(图2),曲线1为气藏前8年尚未被水侵时生产数据,曲线2为全部压力数据点拟合曲线。可以看出,曲线2轻微上翘,后期水侵程度逐渐增加。所以,应采取曲线1拟合公式计算动储量较为准确。

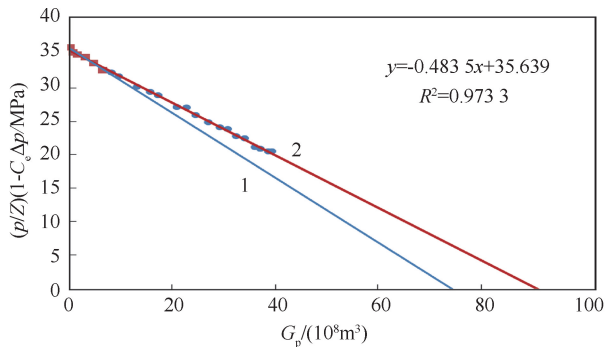


图2 研究区压降关系曲线

Fig. 2 Pressure drop relation curve in study area

拟合公式为:

$$(p/Z) [1 - C_e(p_i - p)] = -0.4835 G_p + 35.639 \quad (2)$$

由(2)式,当  $(p/z)(1 - C_e\Delta p) = 0$  时,计算区块凝析气藏动储量  $G_p$  为  $73.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,再乘以该凝析

气藏干气的摩尔分量 0.954, 得干气动储量为  $70.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

1.2 流动物质平衡法

渗流理论可知, 封闭气藏开发, 压力传播到边界处, 进入拟稳态阶段后, 地层各点压降速率相图, 不同时刻井地层与井筒形成系列压降漏斗曲线保持平行, 即视井口压力  $p_c/Z$ 、视井底流压  $p_{wf}/Z$ 、视地层压力  $p_r$  变化趋势相同且平行。基于此原则, 根据视井口压力与累计产气量相关趋势, 平移到视地层压力, 再外推到与横坐标轴交点, 就可得到单井动储量<sup>[11-13]</sup>。

目前, 区内 6 口开发井都已投产 15 年以上, 各井压力扩散均已达到可控范围内最大值, 进入拟稳态阶段。以 YD-1 井为例, 视井口压力、视井底流压与累计产气量拟合曲线呈现平行特征 (图 3), 在拟合的斜率与该井原始地层压力的基础上建立视地层压力与累产关系, 进而预测 YD-1 井动储量为  $18.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

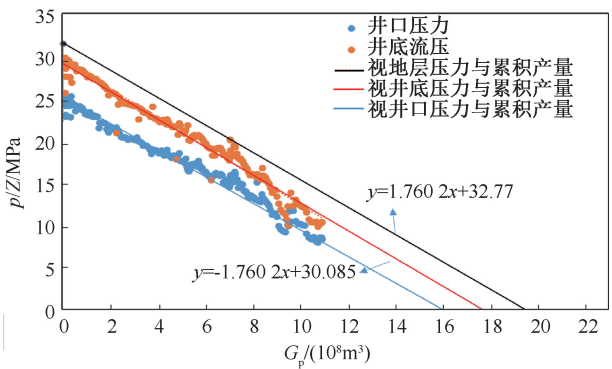


图 3 YD-1 井流动物质平衡曲线图  
Fig. 3 Flow material balance curve of Well YD-1

1.3 Blasingame 分析法

Blasingame 分析法是一种全过程递减分析方法, 它引入了产量规整化拟压力  $[q/\Delta\varphi(p)]$  和拟物质平衡时间 ( $t_{ca}$ ), 即对产量与压力数据进行转换, 将传统产量递减法进行改进, 可将变井底压力或变产量的生产数据, 等效为恒井底压力或恒产量数据, 从而进行物质平衡分析, 建立出产量规整化拟压力与拟物质平衡时间线性关系方程, 通过图版斜率求解出单井动储量<sup>[14-16]</sup>。该计算过程较复杂, 目前主要利用商业软件去拟合, 实际拟合过成中, 除拟合拟物质平衡时间与拟压力规整化产量外, 还对拟物质平衡时间—拟压力规整化产量积分导数以及拟物质平衡时间—拟压力规整化产量积分拟合, 减少拟合结果的多解性。

该方法特点不仅可用来分析早期不稳定径向流阶段的变井底流压过程, 也可分析生产稳定的拟稳态过程, 通过特征图版的拟合, 早期阶段可以拟合算出储层物性、表皮系数, 拟稳态阶段拟合可以得到单井控制储量、泄气面积等参数。

以 YD-1 井为例, 在该井储层厚度、物性、压力、PVT 等基本参数基础上, 结合实际生产数据, 采用 Topaze 软件, 结合双对数曲线图版、Blasingame 图版拟合 (图 4), 拟合动储量为  $19.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

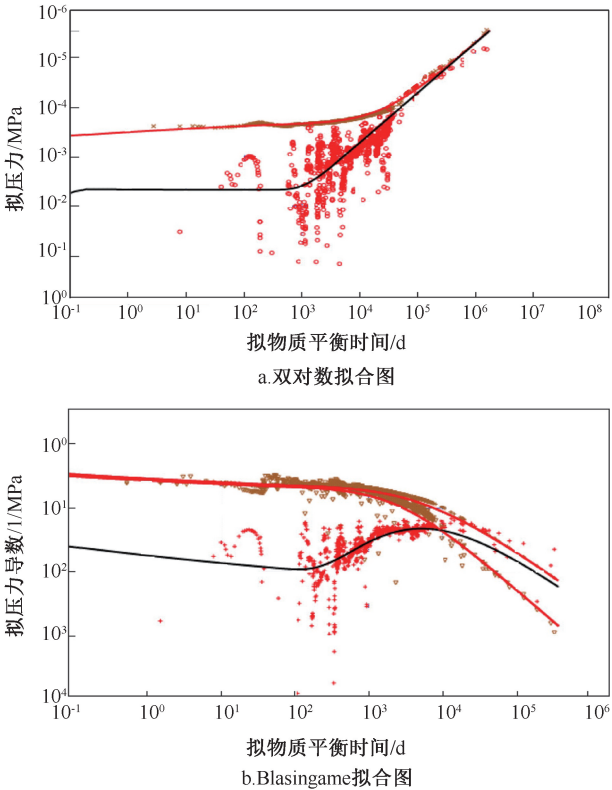


图 4 YD-1 井不稳定试井拟合图  
Fig. 4 Unstable well test fitting diagram of Well YD-1

1.4 动储量评价方法优选

表 1 为 6 口井动储量分析结果。

表 1 研究区动储量分析结果表  
Table 1 Analysis results of dynamic reserves in the study area

井号	流动物质平衡法/( $10^8 \text{ m}^3$ )	Blasingame 法/( $10^8 \text{ m}^3$ )
YD-1	18.6	19.2
YD-2	14.5	13.6
YD-3	17.1	18.5
YD-4	8.1	7.2
YD-5	11.6	12.5
YD-6	5.6	4.9
合计	75.5	75.9

通过 Blasingame 分析法计算各单井动储量, 合计为  $75.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 流动物质平衡法计算各单井动储量, 合计为  $75.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 流动物质平衡法计算各单井动储量合计为  $75.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。计算结果与全区异

常高压物质平衡法计算结果  $70.3 \times 10^8 \text{ m}^3$  相当,证明该区块动储量结果的可靠性。

考虑弱水驱异常高压物质平衡法(压降法)是应用最广泛且最可靠的方法之一,但需满足以下前提条件<sup>[17]</sup>:(1)异常高压水驱等气藏类型需掌握;(2)可靠的关井测静压数据;(3)采出程度达到 10%以上。

流动物质平衡法则适应条件相对苛刻,要求:

表 2 三种常用动储量评价适用性条件统计表

Table 2 Statistics of applicability conditions for evaluation of three common dynamic reserves

方法名称	气藏类型	适用条件	可靠程度	适用性	
				气井	气藏
异常高压物质平衡法	各类气藏	采出程度大于 10%以上,有准确关井测地层压力数据	较可靠	√	√
流动物质平衡法	小型定容气藏	气井生产到达拟稳态,气井以恒定产量生产,气井配产合理	一般	√	√
Blasingame 分析法	小型定容气藏	不必进行关井测压,也不必进行定产或定压生产,对产量和流压数据没有特殊要求,有准确流压数据	较可靠	√	/

由于研究区块面积相对较大,各井生产配产差距大,部分井后期水淹,仅有井口压力、生产数据,无准确井底流压数据。区块自 1992 年投产以来,但因每年下游设备检修,全气藏需停产 1 个月,在此期间进行全气田关井测地层压力,区块整体物性好,连通性好,压力恢复 24 h 即可达到压力平衡。另外,该气田采出程度达到约 67%,因此采用异常高压物质平衡法适合准确评价研究区动储量。基于每年地层压力数据及实验测定高压物性参数,全区动储量采用考虑弱水驱异常高压物质平衡法计算结果为  $70.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,结合该气藏地层体系系数 0.003 7,原始有效孔隙体积为  $2726.9 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

2 气藏有效孔隙空间影响因素分析

气藏开发后期受地层水侵入及反凝析影响,必然占据原始有效孔隙空间。采用改进物质平衡法定量计算水侵量,利用等容衰竭实验评价截止目前最大反凝析量,库容量需扣除截止目前储层水侵量及反凝析油的体积,以剩余有效孔隙空间为基础进行评价。

2.1 水侵影响

研究区经过 20 多年开发,个别生产井后期出水严重,积液直至停止自喷,区块部分区域存在不同程度水侵现象。外来水侵入气藏后将占据原有效孔隙空间,从而减少可动孔隙体积。储层非均质性强,储层岩石具有亲水性,即使在储气库多周期注采运行过程中,也无法将侵入水完全排出。所以,研究区块水侵程度与水侵量尤为重要。

改进的物质平衡法主要是对物质平衡方程进行变换,通过曲线拟合实现水侵量的计算<sup>[18-19]</sup>。对

(1)气井需达到拟稳态;(2)气井需以恒定产量生产;(3)气井配产合理,避免因产量过大,造成供气不足,导致“假拟稳态”。

Blasingame 分析法条件要求最低,仅需生产数据中变压力、变产量数据,准确的井底流压数据,无需测地层压力。表 2 为三种常用动储量评价方法适用性条件。

(1)式变换后可得:

$$G_p B_g + W_p B_w - W_e = G \left[ (B_g - B_{gi}) + B_{gi} \left( \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p \right] \quad (3)$$

令  $Y = G_p B_g + W_p B_w - W_e$

$$X = (B_g - B_{gi}) + B_{gi} \left( \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p$$

则

$$Y = GX \quad (4)$$

式中:  $B_{gi}$  为原始天然气体积系数;  $B_g$  为某刻的天然气体积系数;  $W_e$  为水侵量,  $\text{m}^3$ ;  $W_p$  为产水量,  $\text{m}^3$ ;  $B_w$  为地层水体积系数;  $C_w$  为地层水压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $C_f$  为岩石有效压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $S_{wi}$  为束缚水饱和度。

通过该方法建立研究区块的水侵量计算模型,如图 5 所示。蓝色曲线为未考虑水侵影响利用生产数据计算  $G_p B_g + W_p B_w$  拟合曲线,红色曲线为利用早期气藏未发生水侵时生产数据计算  $G_p B_g + W_p B_w$  拟合曲线。

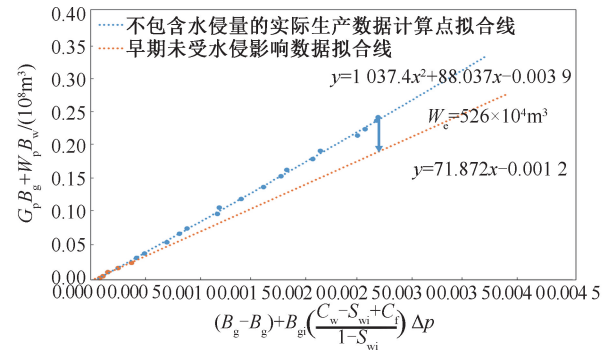


图 5 研究区改进物质平衡法分析图  
Fig. 5 Analysis diagram of improved material balance method in the study area



计算两曲线不同时间之差即为累积水侵量。可以看出,水侵量随开发年限而不断增加。截止目前,地层条件下水侵量为 $526\times10^4\text{ m}^3$ ,原始有效孔隙体积为 $2\,726.9\times10^4\text{ m}^3$ ,水侵体积占比 19.3%。

2.2 反凝析油影响

反凝析油会滞留在岩石孔隙表面堵塞孔隙通道,造成有效孔隙空间减少<sup>[20]</sup>。研究区凝析油含量约 $231.3\text{ g/m}^3$ ,属于中含凝析油凝析气藏。

由定容衰竭实验测得,当最大反凝析压力为 11 MPa 时,最大反凝析液量为 3.6%。目前地层压力约 14 MPa,在衰竭开发过程中,地层流体反凝析液量未达到最大值(图 6)。

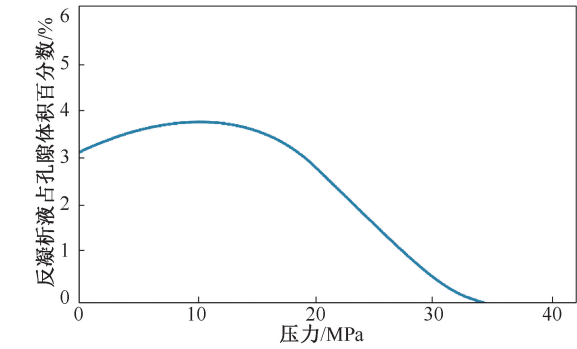


图 6 研究区等容衰竭实验反凝析液损失曲线  
Fig. 6 Condensate loss curve of isovolumetric depletion experiment in the study area

采用生产数据粗算地层反凝析液量,生产气油比 $3\,087\text{ m}^3/\text{m}^3$ ,凝析油储量 $227.4\times10^4\text{ m}^3$ 。截止目前,累计产凝析油 $66.3\times10^4\text{ m}^3$ ,累产气 $47.0\times10^8\text{ m}^3$ 。则剩余凝析气储量 $23.3\times10^8\text{ m}^3$ ,地下气中溶解凝析油储量为 $75.5\times10^8\text{ m}^3$ ,则生产过程中损失到地层中凝析油储量为(损失量)为 $85.6\times10^8\text{ m}^3$ ,反凝析液占原始含气孔隙体积约 3.1%。计算结果见表 3,与上述定容衰竭实验最大反凝析液量 3.6%的结果相似。

表 3 研究区反凝析损失影响计算结果表  
Table 3 Statistical table of influence of reverse condensate loss on calculation results in the study area

参数	计算结果
天然气储量/( $10^8\text{ m}^3$ )	70.3
凝析油储量/( $10^4\text{ m}^3$ )	227.4
凝析油累计产量/( $10^4\text{ m}^3$ )	66.3
累产气/( $10^8\text{ m}^3$ )	47.0
剩余凝析气量/( $10^8\text{ m}^3$ )	23.3
剩余凝析油储量/( $10^8\text{ m}^3$ )	161.1
剩余凝析气中含有凝析油储量/( $10^8\text{ m}^3$ )	75.5
损失量/( $10^8\text{ m}^3$ )	85.6
反凝析液占原始含气孔隙体积/%	3.1

2.3 库容量评价

通过对气藏有效孔隙体积影响因素分析,可知水侵量是影响有效孔隙体积的主要因素,反凝析油影响次之,在做库容量评价过程中,考虑到多周期注采对部分侵入水排出,根据前人多周期注采实验成果<sup>[21]</sup>,储气库库容量设计需将水侵量的 54%以及地层凝析油所占体积,从气藏有效孔隙体积中扣除。因此,该区块改建储气库后有效含气孔隙体积为 $2\,358.25\times10^4\text{ m}^3$ ,结合体积系数,在原始地层压力 34.5 MPa,库容量约为 $64.4\times10^8\text{ m}^3$ ,与气藏原始动储量相差 8%。

以有效孔隙体积为基础,考虑综合压缩系数及注入气后体积系数的变化,根据注采物质平衡原理,建立储气库库存量注采动态预测模型<sup>[22]</sup>。针对研究区,建立概念模型就是建库前有效孔隙体积,应等于注入气后库存量、束缚水与岩石膨胀量之和,即

$$GB_{gi} - \Delta V = G_i B_{gi} + \Delta V_w + \Delta V_f \tag{5}$$

其中  $\Delta V = W_e - W_p B_w + \Delta V_o \tag{6}$

式中:  $\Delta V$  为建库前不可动孔隙体积,  $\text{m}^3$ ;  $\Delta V_o$  为反凝析对孔隙体积影响,  $\text{m}^3$ ;  $G_i$  为库存量,  $\text{m}^3$ ;  $B_{gi}$  注气后地层体积系数。

通过上述预测模型预测区块不同压力下库存量,拟合库容量与地层压力关系预测模型,结合储气库下限压力 23 MPa,工作气量为 $18.1\times10^8\text{ m}^3$ ,垫气量为 $46.3\times10^8\text{ m}^3$ 。该预测模型可为后期方案优化评价奠定基础,两者关系预测如图 7 所示。

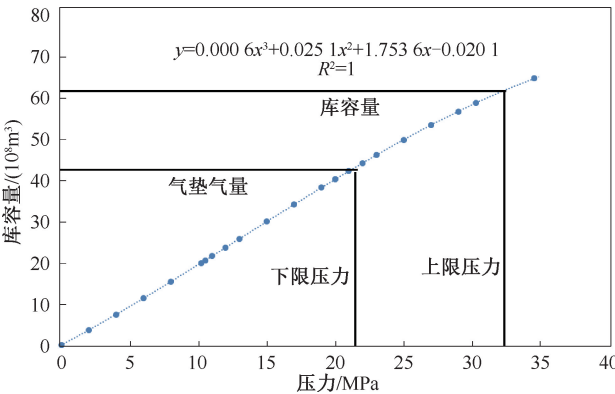


图 7 研究区库容量与地层压力关系预测图  
Fig. 7 Prediction of relationship between reservoir capacity and formation pressure in the study area

3 结论

(1) 采用考虑弱水侵异常高压物质平衡法、流动物质平衡法、Blasingame 法等多种方法评价异常

高压弱水驱气藏动储量,结合各方法适用性条件及研究区目前情况,优选考虑弱水驱异常高压物质平衡法,计算区块动储量为  $70.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。该气藏地层体系系数为 0.003 7,计算原始有效孔隙体积为  $2\,726.9 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

(2)采用有效孔隙空间为基础的库容量评价技术,在原始有效孔隙空间评价基础上,运用改进物质平衡法及等容衰竭实验结果定量计算开发生产过程中储层有效空间受水侵量及反凝析液的影响,较准确评价库容量为  $64.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,与气藏原始动储量相差 8%。

(3)以实际案例建立异常高压弱水驱气藏改建储气库库容量评价的应用流程及方法,该流程及方法能够充分考虑气藏开发过程中储层有效空间变化,合理评估库容量,为后续方案设计规模提供可靠依据。

致谢:感谢中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司领导和相关部门对论文发表给予的支持和帮助。

#### 参考文献

- [1] 胥洪成,董宏,吕建,等.水侵枯竭气藏型储气库运行初期合理配注方法[J].天然气工业,2017,37(2):92-96.  
XU Hongcheng, DONG Hong, LYU Jian, et al. An approach to rational injection allocation of UGSs rebuilt from watered-out depleted gas reservoirs during initial operation [J]. Natural Gas Industry, 2017,37(2):92-96.
- [2] 何顺利,门成全,周家胜,等.大张坨储气库储层注采渗流特征研究[J].天然气工业,2006,26(5):90-92.  
HE Shunli, MEN Chengquan, ZHOU Jiasheng, et al. Study on percolation characteristics of reservoirs' injection-production in Dazhangtuo underground gas storage [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(5):90-92.
- [3] 胥洪成,王皆明,李春.水淹枯竭气藏型地下储气库盘库方法[J].天然气工业,2010,30(8):79-86.  
XU Hongcheng, WANG Jieming, LI Chun. Inventory verification of underground gas storage based on a flooded and depleted gas reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2010,30(8):79-86.
- [4] 石磊,邵龙义,王皆明,等.水驱气藏型储气库储集空间动用率实验评价[J].石油钻采工艺,2017,39(4):405-412.  
SHI Lei, SHAO Longyi, WANG Jieming, et al. Experimental evaluation on the mobilization ratio of reservoir space in water-flooding gas storage [J]. Oil Drilling and Production Technology, 2017,39(4):405-412.
- [5] 孙军昌,胥洪成,王皆明,等.气藏型地下储气库建库注采机理与评价关键技术[J].天然气工业,2018,38(4):138-144.  
SUN Junchang, XU Hongcheng, WANG Jieming, et al. Injection-production mechanisms and key evaluation technologies for underground gas storages rebuilt from gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2018,38(4):138-144.
- [6] 魏国齐,郑雅丽,邱小松,等.中国地下储气库地质理论与应用[J].石油学报,2019,40(12):1519-1530.  
WEI Guoqi, ZHENG Yali, QIU Xiaosong, et al. Geological theory and application of underground gas storage in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019,40(12):1519-1530.
- [7] 王帅,谭先红,张绍辉,等.海上异常高压气藏早期开发阶段动态储量计算模型的建立及应用[J].数学的实践与认识,2020,50(11):130-135.  
WANG Shuai, TAN Xianhong, ZHANG Shaohui, et al. Establishment and application of dynamic reserve calculation model in early development stage of offshore abnormally high pressure gas reservoir [J]. Mathematical Practice and Understanding, 2020,50(11):130-135.
- [8] 成友友,郭春秋,王晖,等.异常高压气藏早期动态储量计算方法的建立[J].科学技术与工程,2016,16(20):161-164.  
CHENG Youyou, GUO Chunqiu, WANG Hui, et al. Reserve estimate method of the abnormally pressured gas reservoir in the early stage of field development [J]. Science Technology and Engineering, 2016,16(20):161-164.
- [9] 陈元千.计算凝析气藏地质储量和重组总井流体组分的方法[J].断块油气田,1997,4(5):1-4.  
CHEN Yuanqian. The method of calculating original petroleum in place and recombining composition of total well fluid for gas reservoirs [J]. Fault-Block Oil and Gas Fields, 1997,4(5):1-4.
- [10] 杨志兴,汪洋,孔垂显,等.物质平衡方法在气藏开发中的应用[J].天然气与石油,2014,14(25):151-159.  
YANG Zhixing, WANG Yang, KONG Chuixian, et al. The application of the material balance method in gas reservoir development [J]. Natural Gas and Oil, 2014,14(25):151-159.
- [11] 刘尧文,张茂林,刘常旭,等.利用流动物质平衡确定低渗气藏单井控制储量[J].天然气勘探与开发,2013,36(2):41-43.  
LIU Yaowen, ZHANG Maolin, LIU Changxu, et al. Flowing material-balance method to determine controlled reserves of single well in low-permeability gas reservoirs [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2013,36(2):41-43.
- [12] 郭奇,李桢,陈开远,等.多因素影响下低渗透气藏动态储量计算新方法[J].断块油气田,2016,23(5):596-598.  
GUO Qi, LI Zhen, CHEN Kaiyuan, et al. New dynamic reserves calculation for low permeability gas reservoir with multi-factored influences [J]. Fault-Block Oil and Gas Fields, 2016,23(5):596-598.
- [13] 刘萍,石新朴,李智,等.基于流动物质平衡的火山岩气

- 藏产能分析方法[J]. 新疆石油地质, 2011, 32(6): 646-649.
- LIU Ping, SHI Xinpu, LI Zhi, et al. Well performance analysis method for volcanic gas reservoir based on flowing material balance[J]. XinJiang Petroleum Geology, 2011, 32(6): 646-649.
- [14] 田冷, 牟微, 王猛, 等. 有水气藏开发早期动态储量计算方法研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(15): 179-183.
- TIAN Leng, MOU Wei, WANG Meng, et al. Research on calculating dynamic reserve in the early stage of water-driven gas reservoir development[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(15): 179-183.
- [15] 余淑明, 卢涛, 刘志军, 等. 低渗透岩性气藏局部建设储气库库容量的确定[J]. 天然气工业, 2012, 32(6): 36-38.
- YU Shuming, LU Tao, LIU Zhijun, et al. Determination of underground gas storage capacity for local low-permeability lithological gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(6): 36-38.
- [16] 王泽龙, 唐海发, 杨佳奇, 等. 鄂尔多斯盆地东缘致密砂岩气藏动态储量计算方法研究[J]. 国外测井技术, 2020, 41(1): 41-44.
- WANG Zelong, TANG Haifa, YANG Jiaqi, et al. Progress on different reserve calculation methods in the whole life cycle of gas reservoir development[J]. World Well Logging Technology, 2020, 41(1): 41-44.
- [17] 位云生, 贾爱林, 徐艳梅, 等. 气藏开发全生命周期不同储量计算方法研究进展[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(12): 1749-1756.
- WEI Yunsheng, JIA Ailin, XU Yanmei, et al. Progress on different reserve calculation methods in the whole life cycle of gas reservoir development[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(12): 1749-1756.
- [18] 孙岩, 朱维耀, 刘思良, 等. 边水凝析气藏型储气库多周期注采水侵量计算模型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(6): 160-165.
- SUN Yan, ZHU Weiyao, LIU Siliang, et al. Multi-cycle water influx calculation model of reconstructing gas storage in condensate gas reservoirs with edge water[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(6): 160-165.
- [19] 唐圣来, 罗东红, 闫正和, 等. 中国南海东部强边底水驱气藏储量计算新方法[J]. 天然气工业, 2013, 33(6): 44-47.
- TANG Shenglai, LUO Donghong, YAN Zhenghe, et al. A new method of calculating the reserves of gas reservoirs strongly driven by edge and bottom water in the eastern South China Sea[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(6): 44-47.
- [20] 钱根葆. 中渗透砂岩气藏地下储气库改建技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2016: 91-94.
- [21] 马新华, 郑得文, 申瑞臣, 等. 中国复杂地质条件气藏型储气库建库关键技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 489-499.
- MA Xinhua, ZHENG Dewen, SHEN Ruichen, et al. Key technology and practice for gas field storage facility construction of complex geological conditions in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 489-499.
- [22] 胥洪成, 李娟, 李宏春, 等. 大港储气库群达容的主要影响因素[J]. 科技导报, 2011, 29(16): 58-61.
- XU Hongcheng, LI Juan, LI Hongchun, et al. Main influencing factors of capacity of dagang underground gas storage facilities[J]. Science & Technology Review, 2011, 29(16): 58-61.

编辑 苏璇

**第一作者简介:**宣涛,男,1987年出生,硕士,工程师,2014年毕业于中国石油大学(华东)矿产普查与勘探专业,主要从事油气田开发研究工作。电话:022-66907356;Email:xuantao@cnooc.com.cn。通信地址:天津市滨海新区塘沽区滨海新区西区研究院主楼601室,邮政编码:300452。