

枯竭层状砂岩气藏改建储气库注采能力评价 ——以Z气藏为例

尤启东¹, 王智林², 奥立德², 施润琪², 顾 骁²

(1. 中国石化江苏油田分公司开发管理部, 江苏 扬州 225009; 2. 中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院, 江苏 扬州 225009)

摘要:开发后期的枯竭气藏, 由于天然的密封性等条件, 在改建储气库方面具有显著优势, 储气库注采能力是影响储气库运行效率的关键因素。结合系统试井和动态模型法评价气井产能, 建立准确度更高的气井产能方程; 利用节点压力综合评价方法, 应用储层特征、管径、冲蚀、携液等多因素耦合确定合理注采气能力。综合分析确定不同井型下的Z储气库改建管径、配产等技术政策, 为编制Z储气库方案提供技术支持, 为同类储气库建设提供借鉴。

关键词:枯竭气藏; 储气库; 产能方程; 注采能力; 库容利用率

中图分类号: TE972 文献标志码: A

Evaluation of the injection–production capacity of reconstructed gas storage in depleted stratified sandstone gas reservoirs: A case study of Z gas reservoir

YOU Qidong¹, WANG Zhilin², AO lide², SHI Runqi², GU Xiao²

(1. Development Management Department of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou 225009, China;

2. Exploration and Development Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou 225009, China)

Abstract: The depleted gas reservoirs in the late stage of development have significant advantages in the modification of the gas storage due to natural sealing, and the injection–production capacity is a key factor affecting the operational efficiency of the gas storage. Combined with systematic well testing and dynamic modeling method for evaluating gas well capacity, a more accurate gas well capacity equation is established. Using the nodal pressure comprehensive evaluation method, the multiple factors such as reservoir characteristics, tubing diameter, erosion, and fluid-carrying are applied to determine the reasonable gas injection–production capacity. Through the comprehensive analyses, the type of tubing and production capacity matching of Z gas storage reconstruction under different well types are determined, to provide technical support for the preparation of the Z gas storage scheme, and a reference for the construction of similar gas storage.

Key words: depleted gas reservoir; gas storage; productivity equation; injection–production capacity; storage capacity utilization

地下储气库已在世界范围内得到越来越多的应用, 作为季节性及事故调峰的手段, 具有强注、强采的特点, 因此, 分析储气库的注采能力对改建储气库高效运行及达容达产至关重要^[1]。谭羽非等^[2]通过建立双重孔隙介质CO₂驱气水两相渗流数学模型, 探讨了井底流压等因素对储气库扩容时气水界面稳定性的影响。Kazemi等^[3]利用室内岩心实验明确了低渗透含水层储气库注气速度比压力对储气量的影响更大。高涛^[4]通过储气库三区带库容参数模型, 对不同区带水侵、应力敏感等因素对库容和工作气量的影响进行定量评价。温凯等^[5]通过建立3种评价储气库地层压力随库容量动态变化的快速计算方法, 对储气库注、采气量波动及周期对地

层压力的影响进行了敏感性分析。上述研究主要针对储气库的库容及其影响因素的敏感性开展研究, 针对枯竭气藏改建储气库注采能力的全面评价相关研究鲜见发表。由于储气库需具备短期大吞大吐的能力满足市场用气需求, 储气库气井合理注采气能力需根据不稳定试井等矿场测试资料建立气井产能方程, 利用节点压力综合评价方法^[6], 充分考虑储层特征、地层渗流、井筒动气柱、气体冲蚀、临界携液等, 多因素耦合确定其合理的注采气能力。

收稿日期: 2022-09-29; 改回日期: 2022-10-22。

第一作者简介: 尤启东(1980—), 博士, 高级工程师, 现主要从事油气藏开发研究及管理工作。E-mail: youqd.jsyt@sinopec.com。

1 多因素耦合的注采能力评价

1.1 气井产能方程

气井产能测试方法主要包括回压试井法、等时试井法、修正等时试井法和简化的单点试井法,其中修正等时试井法和单点试井在矿场应用最为普遍^[7]。通过建立压力平方的生产压差与产气量函数关系,得到井底流压为大气压时气井的绝对无阻流

量,进而开展气井产能分析。

目前,常用的产能方程包括指数式、二项式和一点法方程^[8]。

气井的注采气能力分析采用二项式产能方程,它又称为LIT分析,即“层流、惯性—紊流分析”,是由Forchheimer和Houpeurt提出,根据流动方程的解,经过严格理论推导得出的产能方程。其数学表达式为:

$$p_r^2 - p_{wf}^2 = \frac{42.42 \times 10^3 \bar{\mu}_g \bar{Z} \bar{T} p_{sc}}{KhT_{sc}} q_g \left(\lg \frac{8.091 \times 10^{-3} Kt}{\phi \bar{\mu}_g C_i r_w^2} + 0.868 6 S_a \right) \quad (1)$$

式中, p_r 为地层原始静压,MPa; p_{wf} 为井底流动压力,MPa; q_g 为气井井口产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; K 为地层有效渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为地层有效厚度,m; $\bar{\mu}_g$ 为气层平均状态下的参考黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; p_{sc} 、 T_{sc} 为气体标准

状态下的压力和温度, $p_{sc}=0.1013 \text{ MPa}$, $T_{sc}=273.15 \text{ K}$; ϕ 为气层孔隙度; C_i 为地层综合压缩系数, MPa^{-1} ; t 为时间,h; S_a 为视表皮系数; S 为真表皮系数; D 为非达西流动系数, $(\text{m}^3/\text{d})^{-1}$; r_w 为井的折算半径,m。

$$A = \frac{42.42 \times 10^3 \bar{\mu}_g \bar{Z} \bar{T} p_{sc}}{KhT_{sc}} q_g \left(\lg \frac{8.091 \times 10^{-3} Kt}{\phi \bar{\mu}_g C_i r_w^2} + 0.868 6 S \right) \quad (2)$$

$$B = \frac{36.85 \times 10^3 \bar{\mu}_g \bar{Z} \bar{T} p_{sc}}{KhT_{sc}} D \quad (3)$$

则式(1)简化为:

$$p_r^2 - p_{wf}^2 = A q_g + B q_g^2 \quad (4)$$

系数 A 、 B 分别表明储层中层流和湍流流动部分的系数。

通过分析,可以看出影响气井产能的主要因素归纳起来有三个:一是井附近的地层系数(K_h),二是地层压力(p_r)和生产压差(Δp),三是以表皮系数 S 表示的完井质量。

1.2 多因素节点耦合分析

单井的日采气能力取决于注采管柱尺寸及结构、地层压力及井口压力、最小携液产气量、井口冲蚀产量等^[9-10]。最小携液产气量是指在采气过程中,为使流入到井底的水或凝析油及时地被采气气流携带到地面,避免井底积液,需要确定连续排液的极限产量;冲蚀是指气体携带的 CO_2 、 H_2S 等酸性物质及固体颗粒对管体的磨损、破坏性较为严重,气体流动速度太高会对管柱造成冲蚀,因此合理的采气流量应限制在最小携液产气量和冲蚀流量之间。

(1)地层流入方程:

$$p_r^2 - p_{wf}^2 = A q_g + B q_g^2 \quad (4)$$

(2)垂直管流方程:

$$p_{wf}^2 = p_{wh}^2 e^{2s} + 1.324 3 \lambda q_g^2 T_{av}^2 Z_{av}^2 (e^{2s} - 1)/d^5 \quad (5)$$

式中, $s = 0.034 15 \gamma_g D/(T_{av} Z_{av})$; p_{wf} 为井底压力,MPa; p_{wh} 为油管井口压力,MPa; q_g 为天然气产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; T_{av} 为井筒内动气柱平均温度,K; Z_{av} 为井筒内动气柱平均偏差系数; d 为油管内径,cm; γ_g 为天然气相对密度(空气=1.0); D 为气层中部深度,m; λ 为油管阻力系数。

式(5)中,由于 z_{av} 是 T_{av} 和 p_{av} 的函数,而 p_{av} 又取决于 p_{wh} 和 p_{wf} ,因此计算时需要反复迭代。

(3)管内冲蚀流量计算采用Beggs公式:

$$q_e = 40 538.17 d^2 \left(\frac{p_{wh}}{Z T \gamma_g} \right)^{0.5} \quad (6)$$

(4)最小携液产气量采用李闽公式:

$$q_{cr} = 2.5 \times 10^4 \frac{A p v_{cr}}{Z(T + 273.15)} \quad (7)$$

$$v_g = 2.5 \times \left[\frac{\sigma(\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{0.25} \quad (8)$$

$$\rho_g = 3.484 4 \times 10^3 \gamma_g p_{wf}/(ZT) \quad (9)$$

式中, q_{cr} 为最小携液产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; $A = \pi d^2/4$,为油管内截面积, m^2 ; v_g 为气流携液临界速度, m/s ; ρ_L 为液体密度, kg/m^3 ,对水取 $\rho_w = 1 074 \text{ kg}/\text{m}^3$,对凝析油取 $\rho_o = 721 \text{ kg}/\text{m}^3$; σ 为界面张力,对水取 $\sigma = 60 \text{ mN/m}$,对凝析油取 $\sigma = 20 \text{ mN/m}$ 。

2 Z气藏产能评价

Z气藏构造是一个由两条北掉正断层夹持的北东向系列长轴背斜,高点埋深3 750 m,圈闭幅度40 m;目标层段沉积主要发育水下分流河道、决口坝沉积和河道间漫滩等沉积微相。储层属于中低孔、中渗储层,平均孔隙度14%,渗透率 $111.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。气藏埋深3 760~3 790 m,原始地层压力37.6 MPa,为正常温压系统的岩性构造层状气藏。

该气藏2003年5月投入开发,先后有4口井投入生产,主要以YC1井生产为主,目前开井2口,日产气 $2.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,累计采出气量 $4.64 \times 10^8 \text{ m}^3$,动用储量采出程度70.1%,当前储层压力系数仅为0.22,已进入开发中后期近枯竭状态。

2.1 系统试井法确定产能

对气藏投产的4口井进行试气解释,建立气井产能方程。解释结果表明,在储层、厚度等多种地质因素共同影响下,4口井产能相差较大(见表1)。

表1 Z气藏产能测试

井号	层位	试井方式	二项式/ 10^4 m^3	指数式/ 10^4 m^3	一点法/ 10^4 m^3	产能方程
YC1	E_1f_1	修正等时试井	—	133.32	72.74	$q=0.248\ 897(p_r^2-p_{wf}^2)^{0.869}$
YC3	E_1f_1	修正等时试井	31.55	37.06	24.80	$p_r^2-p_{wf}^2=8.811\ 98q+0.985\ 5q^2$
YC1-3	E_1f_1	修正等时试井	51.57	19.30	46.50	$p_r^2-p_{wf}^2=4.240\ 6q+0.261\ 4q^2$
YC1-2	E_1f_1	一点法	9.80	—	6.28	$p_r^2-p_{wf}^2=4.718\ 9q+13.989q^2$

由于单一测试制度产量、压力不稳定,影响了评价结果的准确性。此外,每一制度的测试时间短,基本为3~16 h,其反映的泄流范围小,代表性不足。因此,需采用长时间生产动态数据,结合模拟校正的方法开展注采能力评价及校正。

2.2 动态模型法确定产能

针对气藏早期产能测试时间较短(单产量制度小于1 d)的特点,利用短时产能评价方法,结合长时间生产动态资料,数值重现产能试井过程,通过生产历史拟合,建立反映生产井地层特征的单井模型,模拟产能测试过程中井底流压的变化,确定拟稳定流动压力及产量,评价气井产能。延长测试时

间,优化测试制度,校正二项式产能方程,计算气井采出能力。

应用不稳定流动法对月度不连续、不规整的生产数据进行分析,取得了较好的拟合效果,根据拟稳定流原理,建立修正后的二项式产能方程:

$$p_r^2 - p_{wf}^2 = 0.013\ 9q^2 + 7.079\ 3q \quad (9)$$

由动态模型法确定4口生产井的动态分析结果,见表2。

由表2可见,Z气藏储层物性较好,除YC1-2井外,3口井揭示的平均有效渗透率接近,为 $(7.4 \sim 9.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;单井泄气范围为430~520 m;气井无阻流量平均约 $102 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

表2 Z气藏区块动态分析结果

解释参数	YC1-3井	YC3井	YC1井	YC1-2井	平均
S	-2.08	-2.41	0	0.70	-0.95
$K/10^{-3} \mu\text{m}^2$	8.00	7.40	9.08	4.03	7.13
$Kh/(10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m})$	138.4	66.6	150.7	49.2	101.2
泄气范围/m	450	430	515	240	409
动态储量/ 10^8 m^3	1.48	1.04	3.67	0.42	1.65
注采能力/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	128.07	87.50	149.50	44.80	102.47

3 储气库注采能力分析 & 计算

Z气藏配套管网外输所需井口最低压力为9 MPa,计算确定储气库上限和下限压力为37.6 MPa

和16.8 MPa。利用多因素耦合系统确定气井的IPR和冲蚀曲线,计算不同地层压力下的注采气量^[11]。

3.1 油管抗冲蚀与携液能力分析

高速注采选择注采管柱时需要考虑冲蚀的影

响,井口采气最低压力为9 MPa,气藏压力在16.8~37.6 MPa时,进一步计算不同管径冲蚀流量随井口压力的变化(见图1)。其中, $\phi 88.9$ mm油管冲蚀流量为 $(50\sim 90)\times 10^4$ m³/d; $\phi 114.3$ mm油管冲蚀流量为 $(88.12\sim 160.6)\times 10^4$ m³/d。

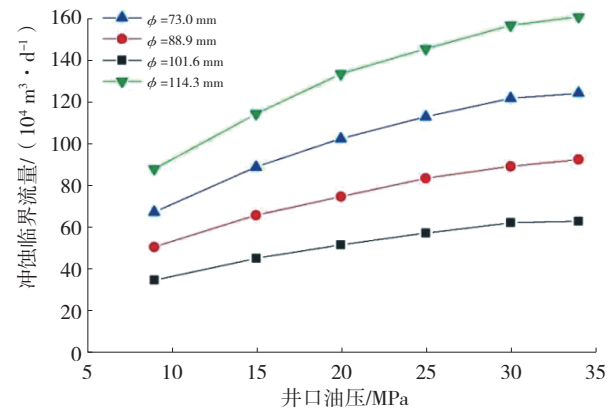


图1 不同管径冲蚀流量随井口压力的变化

在确定油管尺寸时,必须考虑气井携液问题。根据李闯模型,计算不同尺寸油管临界携液流量随井口压力的变化,结果如图2所示。

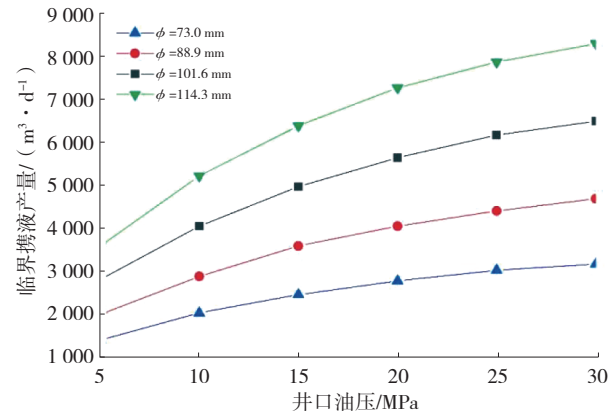


图2 不同管径临界携液流量随井口压力的变化

由图2可见,在最低井口压力时,各类油管的临界携液流量均小于 10×10^4 m³/d,说明气井具备连续带液生产能力。

3.2 常规井注采能力

通过常规井不同管径在井口最小压力9 MPa时对应的地层压力的采气量,其产气能力随地层压力下降而减小。气井的注气能力随地层压力的增加而显著降低。选择 $\phi 88.9$ mm油管,最大采气能力为 89.38×10^4 m³/d,最大注气能力为 101.37×10^4 m³/d(见表3)。

3.3 水平井注采能力

水平井长1 500 m, $\phi 114.3$ mm油管,油压为9 MPa,地层压力为37.6~15.0 MPa,气井最大采气能

力为 226.46×10^4 m³/d,最大注气能力 256.86×10^4 m³/d(见表4)。

表3 常规井 $\phi 88.9$ mm管径不同压力下注采气能力

地层压力/ MPa	最大注气量/ (10^4 m ³ ·d ⁻¹)	最大采气量/ (10^4 m ³ ·d ⁻¹)
16.8	101.37	21.88
20.7	95.41	35.32
22.7	91.74	41.96
25.0	86.92	49.47
28.0	79.58	59.15
31.0	70.76	68.70
34.0	60.01	78.14
37.6	43.28	89.38

表4 水平井 $\phi 114.3$ mm管径不同压力下注采气能力

地层压力/ MPa	最大注气量/ (10^4 m ³ ·d ⁻¹)	最大采气量/ (10^4 m ³ ·d ⁻¹)
16.8	256.86	78.94
20.7	243.90	109.84
22.7	235.90	124.64
25.0	225.44	141.14
28.0	209.49	162.13
31.0	190.30	182.62
34.0	166.71	202.74
37.6	129.52	226.46

3.4 合理注采能力确定

综合考虑气藏特征、管径、携液、冲蚀等因素,结合储气库工作气量的产能需要,按照气藏工程及注采能力配产,常规井最大注采气能力为 $(10\sim 90)\times 10^4$ m³/d,水平井最大注采气能力为 $(42.5\sim 160)\times 10^4$ m³/d,推荐常规井采用 $\phi 88.9$ mm的油管,水平井采用 $\phi 114.3$ mm的油管(见表5)。Z储气库库容 6.62×10^8 m³,工作气量为 3.3×10^8 m³,库容利用率50%。

表5 Z储气库合理配产

井型	项目	最大配产/ (10^4 m ³ ·d ⁻¹)	合理配产范围/ (10^4 m ³ ·d ⁻¹)	
常规井	采气	90	90.4	110.3
	注气	90	101.4	123.6
水平井	采气	160	94.6	162.2
	注气	160	157.8	256.9

4 结论

(1)通过系统试井法和动态模型法评价气井产能,解决了单一测试制度产量、压力不稳定问题,建立了准确性更高的气井产能方程。

(2)利用节点压力综合评价方法,充分考虑储层特征、地层渗流、气体冲蚀、临界携液等多因素耦合确定合理注采气能力。

(3)综合确定Z储气库管径、配产,选择 $\phi 88.9$ mm油管作为常规井注采管柱, $\phi 114.3$ mm油管作为水平井注采管柱,提高储气库的注采气能力和库容利用率。

参考文献:

- [1] 奥立德,林波.Z储气库密封性评价[J].复杂油气藏,2021,14(3):86-90.
- [2] 谭羽非,牛传凯.CO₂用作低渗透裂缝性气藏储气库垫层气的扩容分析[J].天然气工业,2016,36(7):48-56.
- [3] KAZEMI T E, AREZOU J, ALI T.低渗透含水层储气库储气过程中气-水-岩相互作用及储气量影响因素[J].

石油勘探与开发,2018,45(6):1053-1058.

- [4] 高涛.底水火山岩储气库库容和工作气量主控影响因素定量评价[J].特种油气藏,2021,28(3):87-93.
- [5] 温凯,何蕾,虞维超,等.枯竭油气藏型储气库地层压力的计算方法[J].油气储运,2017,36(7):781-788.
- [6] 梁涛,郭肖,付德奎,等.R油藏改建地下储气库单井注采能力分析[J].西南石油大学学报,2007,29(6):157-160.
- [7] 谭羽非,林涛.凝析气藏地下储气库单井注采能力分析[J].油气储运,2008,27(3):27-29.
- [8] 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):1519-1531.
- [9] 方亮,高松,沙宗伦.地下储气库注气系统节点分析方法研究[J].大庆石油地质与开发,2000,19(2):27-29.
- [10] 王彬,陈超,李道清,等.新疆H型储气库注采气能力评价方法[J].特种油气藏,2015,22(5):78-81.
- [11] 张志军,张维易,魏俊,等.基于物性及压降速率的新型压力指数研究与应用[J].复杂油气藏,2021,14(4):74-78,96.

(编辑 谢葵)