

缝洞型气藏地下储气库产能测试不稳定资料评价新方法

邹翔^{1,2}, 黎隆兴^{1,2}, 冉林^{1,2}, 吴洪波^{1,2}, 谢孟珂^{1,2}, 陈伟³

- 1. 中国石油西南油气田公司蜀南气矿 四川泸州 646000
- 2. 四川石油管理局储气库蜀南项目部 四川泸州 646000
- 3. 西南石油大学 四川成都 610500

通讯作者:Email:zouxiong01@petrochina.com.cn

项目支持:中国石油勘探与生产分公司科技项目“储气库高效建设示范工程”(2022KT2303)

引用:邹翔,黎隆兴,冉林,等. 缝洞型气藏地下储气库产能测试不稳定资料评价新方法[J]. 油气井测试,2023,32(2):1-7.

Cite: ZOU Xiang, LI Longxing, RAN Lin, et al. A new method for evaluating transient productivity test of underground gas storage in fractured vuggy gas reservoirs[J]. Well Testing, 2023, 32(2): 1-7.

摘要 缝洞型气藏储气库气井产能测试过程中,相当部分气井在大产量测试下未稳定、流压呈现线性下降、关井压力恢复速度慢、终点压力明显低于初始压力,这类异常现象偏离了常规产能评价方法的理论假设。通过分析此类产能测试异常机理,提出一种近井单元与外围单元的串联结构模型,建立了串联结构的缝洞型气藏流动数学模型。通过计算模拟发现:常规方法对短时间测试的预测产量偏高并随地层压力下降而加剧;长时间测试下随单元间压差的扩大,单元之间的窜流流量接近测试产量。为表征串联缝洞系统的连通能力提出了一种 3 参数产能方程,并建立缝洞型气藏产能测试不稳定资料的解释方法,分别评价近井区的产能与库容、远井区的窜流能力。某缝洞型储气库 X6 井注采井实测资料分析应用表明,新的评价方法具有较好适应性,对合理预测储气库井的调峰能力具有指导意义。

关键词 缝洞型气藏;串联缝洞;储气库;物质平衡;气井测试;产能模型;产能评价;流入曲线

中图分类号:TE353 文献标识码:A DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.02.001

A new method for evaluating transient productivity test of underground gas storage in fractured vuggy gas reservoirs

ZOU Xiang^{1,2}, LI Longxing^{1,2}, RAN Lin^{1,2}, WU Hongbo^{1,2}, XIE Mengke^{1,2}, CHEN Wei³

- 1. South Sichuan Gas Deposit, Southwest Oil & Gas Field Company, Luzhou, Sichuan 646000, China
- 2. South Sichuan Project Department of Gas Storage, Sichuan Petroleum Administration, Luzhou, Sichuan 646000, China
- 3. Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

Abstract: In the process of productivity test for gas wells in gas storage reservoirs of fractured vuggy gas reservoirs, many gas wells are unstable under some problems like large production test, flow pressure shows a linear decline, shut in pressure recovers slowly, and end point pressure is significantly lower than the initial pressure. This phenomenon deviates from the theoretical assumptions of conventional productivity evaluation methods. This paper analyzes the abnormal mechanism of this kind of productivity test, builds a structure model of near well unit and peripheral unit, and establishes a flow mathematical model of fractured vuggy gas reservoir with series structure. Through calculation simulation, it is found that the predicted production of conventional methods for short-term test is higher; With the expansion of the pressure difference between units, the cross flow between units is close to the test output under the long-term test. In order to characterize the connectivity of the series fracture cavity system, a three parameters productivity equation is proposed, and an interpretation method for unstable data of productivity testing of fracture cavity gas reservoirs is established to evaluate the productivity and reservoir capacity of the near well area and the channeling capacity of the far well area respectively. The analysis and application of the measured data the Well X6 of a fracture-cavity gas storage injection-production well show that the new evaluation method has good adaptability.

Keywords: fracture-cavity gas reservoir; series fracture-cavity; gas storage; material balance; gas well testing; productivity model; productivity evaluation; inflow curve

长垣坝构造带牟家坪、老翁场茅口组缝洞型储气库群位于四川省宜宾市境内,邻近页岩气核心建

产区,构造均为北东-南西向短轴背斜,气藏埋深2 100~2 500 m,断层、盖层密封性好,气井原始无阻流量 $(33\sim600)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,生产过程中仅产少量极不活跃的地层封存水。茅口组缝洞型气藏产能较高,单井控制储量具有一定规模,埋深适中,盖层厚度大,具备改建地下储气库的优良条件^[1-2]。但缝洞型气藏的非均质性极强^[3-4],缝洞系统的连通性影响气井产能及储气库的调峰能力^[5-6]。

在缝洞型气藏的产能测试过程中发现“库容小、产能高”的假象^[7];有相当部分的气井在大产量测试下未稳定,流压呈现线性下降特征,关井压力恢复速度慢,终点压力明显低于初始压力。辽河油田双6储气库气井的系统试井中也发现类似现象^[8],按常规方式理解,少量采出导致地层压力下降,属于小库容的封闭特征;对比注采动态发现,这类测试资料按常规方法评价,预测的气井产量偏高,实际运行的动态库容又远大于测试期间的库容表现,导致“产能高、采不出”的疑问^[9]。

产能评价是储气库气井调峰能力设计的关键技术。蔡珺君等^[10]总结了四川重点海相碳酸盐岩气藏产能评价现状及主要矛盾,建立回归“一点法”产能评价公式;冯曦等^[11]建立变系数二项式气井产能方程,预测不稳定绝对无阻流量随时间变化;姜风光等^[12]针对底水油藏改建储气库,建立半球型渗流及等效打开半径的气井产能方程;孟凡坤等^[13]基于物理模拟实验,分析裂缝-孔洞型、孔隙-溶洞型及孔隙型储层的应力敏感和非达西渗流特征,建立考虑应力敏感和高速非达西的产能评价模型;林刚等^[14]通过产能系数 Kh 的应力敏感修正,建立储气库气井的动态产能方程;冯曦等^[15]分析了“一点法”产能方程的适用条件,针对川东北飞仙关组气藏高渗透地层、高产气井的产能评价,提出了改进的“一点法”产能方程;刘荣和等^[16]将裂缝-孔隙型地层简化为多组的径向流水平裂缝和垂向线性流基质层,建立双重介质气井产能模型;徐燕东等^[17]针对超深气井产能测试中地层静压折算误差提出一种修正方法;刘宝华^[18]对欠压储层建库的注采产能测试工艺提出了改进方案;谢南星等^[19]在相国寺储气库连续油管测试中,发现大注气量(约 $200\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$)下井底温度出现异常低温波动现象。合理评价缝洞型气藏气井产能,成为储气库气井调峰能力设计、运行优化的关键技术,对合理预算储气库井的调峰能力具有指导意义。

1 异常机理分析

现有的气井产能评价方法没有考虑缝洞型气藏非均质性影响。缝洞系统的空间展布复杂,气井动用缝洞体之间的连通性将影响储气库气井的调峰能力。在老翁场、龙王庙等缝洞型气藏的压恢试井曲线中,压力导数晚期普遍呈现出上翘特征,用径向复合模型解释,半径在100~300 m以外物性变差,过多的内好外差解释与地质认识并不相符,缝洞系统中这种晚期上翘特征也反映出两套缝洞体串联结构的影响;当近井与外围缝洞体之间的连通性较弱时,两套缝洞体之间的窜流影响滞后,在压力恢复晚期外围的窜流导致压力导数上翘。对于弱连通的两套缝洞体气井,在大产量采气产能测试情况下,因外围补给不足,形成了压力不稳定、关井恢复速度慢的特殊现象。

根据缝洞型储气库产能测试不稳定机理的初步分析,现提出一种表征连通性影响的缝洞型气藏串联单元模型,以稳态流动方式结合物质平衡,建立产能测试模拟数学模型,计算模拟动态展现出流压线性下降的异常特征、流压与近井单元地层压力平行下降的规律;在此基础上提出了一种考虑外围缝洞的补给影响的3参数产能方程及测试资料解释方法,通过估计近井单元地层压力变化,以线性回归方式分别评价近井单元库容及产能方程。

为简化起见,将气井连通的缝洞系统划分为近井单元、外围单元两个单元(见图1),单元之间的导流能力小于单元内部的导流能力,形成一种宏观的串联系统。如果近井单元的库容小、外围单元的库容大,在高产量采出测试条件下,将导致近井单元地层压力的显著下降。

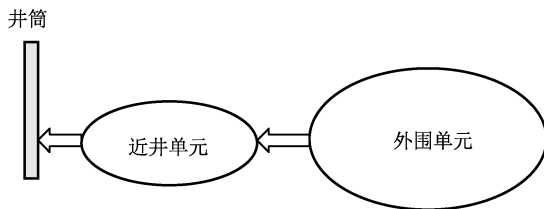


图1 串联缝洞系统示意图

Fig. 1 Schematic diagram of series joint system

2 测试动态模拟

(1) 数学模型

产能测试过程中,近井带的压降大、流速高,近井单元到井筒的流动压降采用二项式关系描述,即

$$p_1^2 - p_{wf}^2 = Aq_1 + Bq_1^2 \quad (1)$$

式中: p_1 为压力, MPa; p_{wf} 为井底流压, MPa; A 为产能方程的达西流系数, $\text{MPa}^2/(10^4 \text{ m}^3/\text{d})$; B 为产能方程的非达西流系数, $\text{MPa}^2/(10^4 \text{ m}^3/\text{d})^2$ 。

单元之间的流动压降采用线性关系描述, 即

$$p_2^2 - p_1^2 = Cq_2 \quad (2)$$

式中: p_2 为压力, MPa; C 为窜流系数, $\text{MPa}^2/(10^4 \text{ m}^3/\text{d})$ 。

近井单元的累积产量为

$$G_{p1} = \int_0^t q_1 dt \quad (3)$$

外围单元的累积产量为

$$G_{p2} = \int_0^t q_2 dt = \frac{1}{c} \int_0^t (p_2^2 - p_1^2) dt \quad (4)$$

式中: t 为测试时间, d; G_{p1} 为气井测试期的累积产量, 10^4 m^3 ; G_{p2} 为外围单元测试期的累积补给量, 10^4 m^3 。

由气藏物质平衡方程确定单元的地层压力变化为

$$\left(\frac{p}{z}\right)_1 = \left(\frac{p}{z}\right)_i \left(1 - \frac{G_{p1} - G_{p2}}{G_1}\right) \quad (5)$$

$$\left(\frac{p}{z}\right)_2 = \left(\frac{p}{z}\right)_i \left(1 - \frac{G_{p2}}{G_2}\right) \quad (6)$$

式中: z 为天然气的偏差因子; G_1 、 G_2 分别为近井单元、外围单元的库容量, 10^4 m^3 ; 下标: i 对应初始地层压力条件; 1、2 分别对应近井、外围单元。

因测试过程的总采出量较小、地层压力变化不大。当压力小幅度变化时, z 近似为常数, 单元的地层压力可简化表示为

$$\begin{aligned} p_1 &= p_i \left(1 - \frac{G_{p1} - G_{p2}}{G_1}\right) \\ &= p_i \left(1 - \frac{\int_0^t q_1 dt - \frac{1}{c} \int_0^t (p_2^2 - p_1^2) dt}{G_1}\right) \end{aligned} \quad (7)$$

$$p_2 = p_i \left(1 - \frac{G_{p2}}{G_2}\right) = p_i \left(1 - \frac{\frac{1}{c} \int_0^t (p_2^2 - p_1^2) dt}{G_2}\right) \quad (8)$$

对式(7)、式(8)对时间 t 求导, 获得单元压力变化的数学模型为

$$\frac{dp_1}{dt} = -\frac{p_i}{G_1} q_1 + \frac{p_i}{G_1 C} (p_2^2 - p_1^2) \quad (9)$$

$$\frac{dp_2}{dt} = -\frac{p_i}{G_2 C} (p_2^2 - p_1^2) \quad (10)$$

采用数值化方式求解, 以分步隐式差分格式对

式(9)、式(10)离散化, 得

$$\frac{p_{1,n+1} - p_{1,n}}{\Delta t} = -\frac{p_i}{G_1} q_1 + \frac{p_i}{G_1 C} \left[p_{2,n}^2 - \frac{1}{2} (p_{1,n+1}^2 + p_{1,n}^2) \right] \quad (11)$$

$$\begin{aligned} \frac{p_{2,n+1} - p_{2,n}}{\Delta t} = \\ -\frac{p_i}{G_2 C} \left[\frac{1}{2} (p_{2,n+1}^2 + p_{2,n}^2) - \frac{1}{2} (p_{1,n+1}^2 + p_{1,n}^2) \right] \end{aligned} \quad (12)$$

式中: Δt 为时间步长, 下标 n 表示当前时步, $n+1$ 表示待求的下一时步。初始状态下: $n=0, p_{1,0} = p_i, p_{2,0} = p_i$ 。

将式(11)、式(12)展开整理为

$$\begin{aligned} \frac{p_i}{G_1 C} \frac{\Delta t}{2} p_{1,n+1}^2 + p_{1,n+1} + \\ \left[\frac{p_i}{G_1} q_1 \Delta t - \frac{p_i}{G_1 C} \left(p_{2,n}^2 - \frac{1}{2} p_{1,n}^2 \right) \Delta t \right] - p_{1,n} = 0 \end{aligned} \quad (13)$$

$$\begin{aligned} \frac{p_i}{G_2 C} \frac{\Delta t}{2} p_{2,n+1}^2 + p_{2,n+1} + \\ \frac{p_i}{G_2 C} \frac{\Delta t}{2} [p_{2,n}^2 - p_{1,n+1}^2 - p_{1,n}^2] - p_{2,n} = 0 \end{aligned} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} \text{取 } a_1 &= \frac{p_i}{G_1 C} \frac{\Delta t}{2} \\ c_1 &= \frac{p_i}{G_1} q_1 \Delta t - \frac{p_i}{G_1 C} \left(p_{2,n}^2 - \frac{1}{2} p_{1,n}^2 \right) \Delta t - p_{1,n} \\ a_2 &= \frac{p_i}{G_2 C} \frac{\Delta t}{2} \\ c_2 &= \frac{p_i}{G_2 C} \frac{\Delta t}{2} [p_{2,n}^2 - p_{1,n+1}^2 - p_{1,n}^2] - p_{2,n} \end{aligned}$$

形成两个二次方程

$$a_1 p_{1,n+1}^2 + p_{1,n+1} + c_1 = 0 \quad (15)$$

$$a_2 p_{2,n+1}^2 + p_{2,n+1} + c_2 = 0 \quad (16)$$

根据测试流量 q_1 , 按照流动影响的先后顺序, 先求解近井单元压力 $p_{1,n+1}$, 再求解外围单元压力 $p_{2,n+1}$, 则

$$p_{1,n+1} = \frac{1}{2a_1} (-1 + \sqrt{1 - 4a_1 c_1}) \quad (17)$$

$$p_{2,n+1} = \frac{1}{2a_2} (-1 + \sqrt{1 - 4a_2 c_2}) \quad (18)$$

再由式(19)计算井底流压 p_{wf} , 式(20) 式计算补给流量 q_2 。

$$p_{wf}^2 = p_{1,n+1}^2 - (Aq_1 + Bq_1^2) \quad (19)$$

$$q_2 = \frac{1}{c} \left[\frac{1}{2} (p_{2,n+1}^2 + p_{2,n}^2) - \frac{1}{2} (p_{1,n+1}^2 + p_{1,n}^2) \right] \quad (20)$$

(2) 模拟案例

一串联缝洞系统的参数如下:地层压力 27.5 MPa,近井单元产能系数 $A=0.04$ 、 $B=0.000\ 8$,窜流系数 $C=0.4$,近井单元库容 $0.3\times10^8\text{ m}^3$,外围单元库容 $6\times10^8\text{ m}^3$ 。系统试井的测试计划:每 4 h 一个工作制度,产量序列为 $70\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $100\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $130\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $160\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。由本文方法计算的模拟试井曲线见图 2,井底流压在流动测试期呈现线性下降特征,近井单元地层压力保持了近似平行的下降,关井恢复压力低于初始压力,窜流流量随单元间压差增大而增加,短时测试下外围单元的窜流补给远小于测试产量。

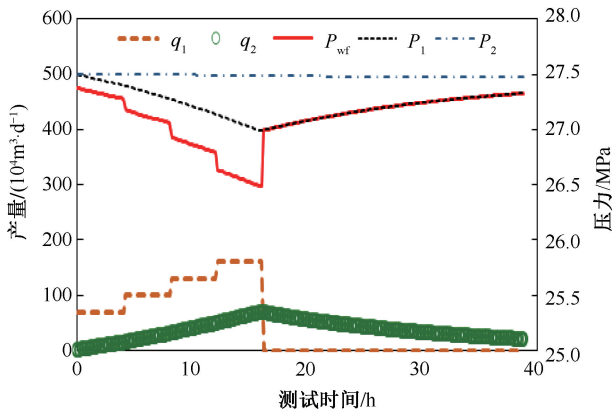


图 2 短时系统试井模拟曲线
Fig. 2 Short-time system well test simulation curve

为了考察气井长时间采气的产能关系,将每个工作制度时间延长为 1 h,系统试井的模拟曲线如图 3 所示,可见随单元间压差的扩大,窜流补给逐步增加,当窜流补给接近测试产量时,井底流压的下降趋势明显变缓,进入视稳定阶段,这时的压力产量关系才反映出串联缝洞系统整体的生产能力。

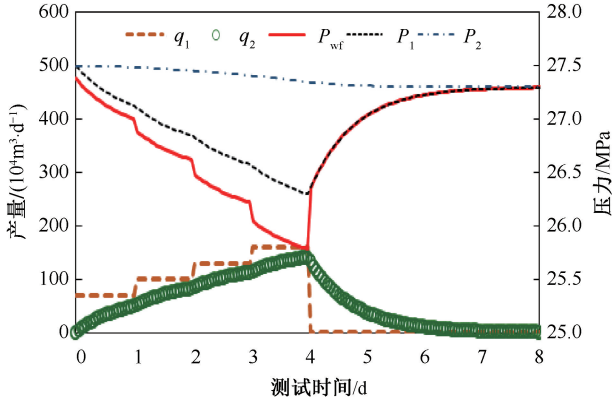


图 3 长时系统试井模拟曲线
Fig. 3 Long time system well test simulation curve

(3) 产能关系

由长时测试的模拟动态图 3 可见,到达视稳定阶段时 $q_2 \approx q_1$,当外围单元的库容远大于近井单元时,外围单元的压力 p_2 对应串联缝洞系统的地层压力 p_r ,获得串联缝洞系统的 3 参数二项式产能方程,称为系统产能方程,则

$$p_r^2 - p_{wf}^2 = (A + C)q_1 + Bq_1^2 \quad (21)$$

对应图 2、图 3 模拟结果,取各工作制度末端的流压见表 1,按常规二项式分析结果见表 2。对比可见,不论是短时测试或长时测试,常规分析方法评价的 A 值偏小、 B 值偏大,而描述高速紊流压降的系数 B 值对无阻流量 q_{AOF} 极为敏感,导致常规方法评价的无阻流量小于缝洞系统的理论值。

表 1 短时与长时测试的模拟计算流压
Table 1 Simulated flow pressures for short and long time tests

产量/ ($10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	短时流压/ MPa	长时流压/ MPa
70	27.28	27.01
100	27.06	26.62
130	26.80	26.22
160	26.49	25.78

表 2 产能分析结果
Table 2 Productivity analysis results

类别	$A/[\text{MPa}^2/(\text{d}^{-1})]$ ($10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	$B/[\text{MPa}^2/(\text{d}^{-1})]$ ($10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	$q_{AOF}/(\text{d}^{-1})$ ($10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	q_{AOF} 相对 误差/%
短时	0.044 60	0.001 89	620.9	-15.6
长时	0.254 51	0.002 04	554.6	-24.6
系统	0.44	0.000 8	752.4	\

长时测试、短时测试的常规产能方程与系统产能方程预测的流入曲线对比如图 4、图 5 所示。

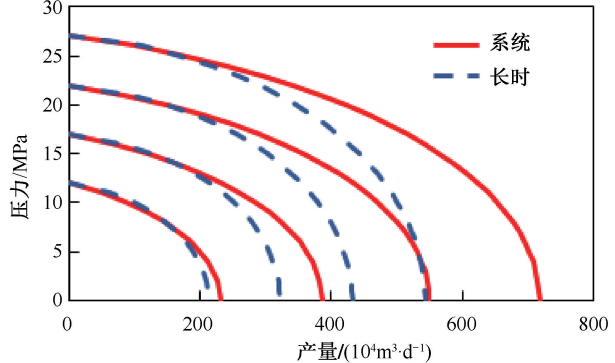


图 4 系统与长时测试的流入曲线对比
Fig. 4 Inflow curve comparison of the system with the long-time test

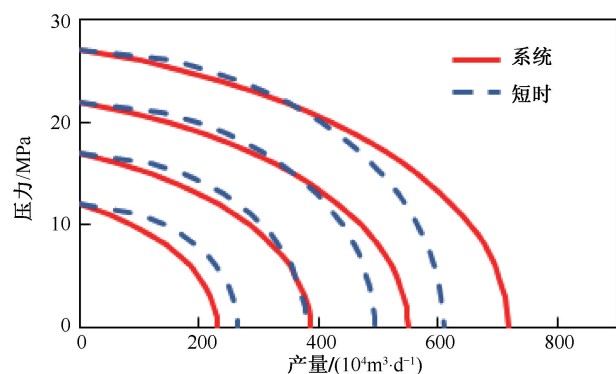


图5 系统与短时测试的流入曲线对比

Fig. 5 Inflow curve comparison of the system with short-time test

可见在几个兆帕生产压差的实用范围内长时测试的产能接近系统产能,短时测试的产能偏高并随地层压力下降而加剧,因此,根据短时测试的常规产能评价结果进行设计,将夸大储气库气井的调峰能力。单元间窜流的强弱控制进入稳定流动的时间长短, C 值越大、窜流越弱,达到视稳定的测试时间越长,现场实施中要完成长时间的产能测试往往受限,需要针对短时测试的不稳定资料开发相应的解释方法。

3 解释评价方法

缝洞型气藏产能测试不稳定资料解释目标是评价出系统产能式(21)的3个参数,按以下3个步骤实施。

(1) 估计近井单元地层压力

缝洞型气藏产能测试的压力动态如图6所示,产能测试动态模拟结果表明:恒定产量下进入拟稳态流动期的井底流压与地层压力保持平行的线性变化。

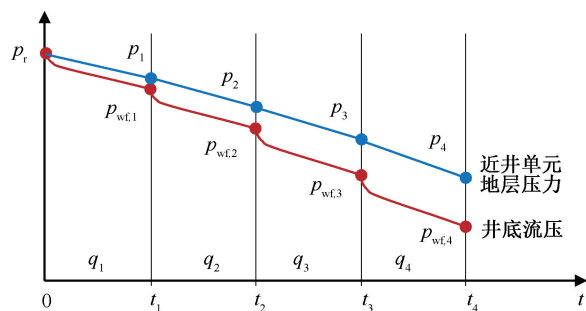


图6 缝洞型气藏产能测试压力动态示意图

Fig. 6 Dynamic diagram of productivity test pressure of fractured vuggy gas reservoir

据此特征估计近井单元的地层压力变化:从系统初始压力 p_r 开始,作线性段井底流压的平行线,估计第1个工作制度末端的近井单元地层压力 p_1 ,再从 p_1 开始作第2个工作制度的平行线,以此类推。

(2) 评价近井单元库容 G 和窜流系数 C

忽略天然气的偏差因子影响,近井单元的地层压力 p_1 可简化表示为

$$p_1 = p_r \left(1 - \frac{G_{p1} - G_{p2}}{G_1} \right) \quad (22)$$

将式(22)变换为

$$\frac{G_{p1}}{1 - p_1/p_r} = G_1 + \frac{1}{C} \frac{\int_0^t (p_r^2 - p_1^2) dt}{1 - p_1/p_r} \quad (23)$$

取

$$x = \frac{\int_0^t (p_r^2 - p_1^2) dt}{1 - p_1/p_r} \quad (24)$$

$$y = \frac{G_{p1}}{1 - p_1/p_r} \quad (25)$$

构成线性关系为

$$y = G_1 + \frac{1}{C} x \quad (26)$$

取各测试工作制度的近井单元地层压力、产量,按式(24)、式(25)计算,构成 (x, y) 序列进行直线回归分析,所得截距为近井单元的库容 G_1 ,斜率即为 $1/C$ 。

(3) 评价近井单元的产能系数 A 、 B

取各测试工作制度末端的近井单元地层压力 p_1 、流压 p_{wf} 与产量 q ,按常规二项式分析法估计系数 A 、 B 。

4 实测资料分析

X6井为某缝洞型储气库的一口注采井,该井产能测试的井底流压与近井单元压力估计如图7所示。

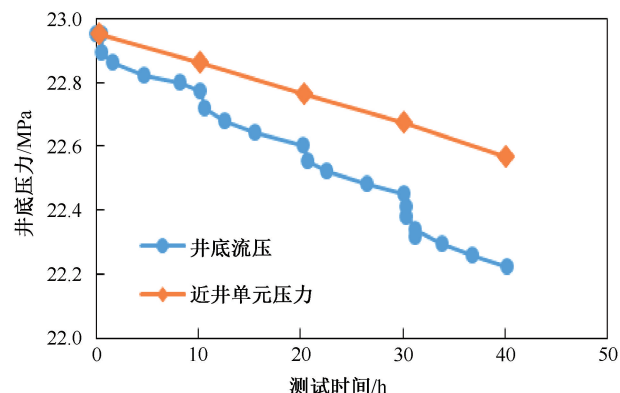


图7 X6井测试压力与近井单元压力

Fig. 7 Test pressure and near well unit pressure of well X6

各测试制度的产量及末端流压见表3,测试期

的井底流压基本保持线性下降,按照上述方法计算XY 序列进行外围单元的窜流分析如图 8 所示,获得近井单元的库容为 $4\,003\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 、窜流系数 C 为 0.114 5,近井单元的产能分析曲线如图 9 所示,获得产能系数 A 为 0.024 93、产能系数 B 为 0.000 4。进一步利用 C 值和生产压差 $(p_i^2 - p^2)$ 计算出各阶段的窜流流量见表 3,第 4 个流动期末的窜流流量达到测试流量 96.4%,表明该井内外单元连通性良好。

表 3 X6 井产能测试数据与分析结果
Table 3 productivity test data and analysis results of well x6

时间/ h	实测数据		分析计算		
	测试产量/ ($10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	井底 流压/ MPa	近井单 元压力/ MPa	窜流流量/ ($10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	窜流 比例/ %
0. 00	0. 00	22. 96	22. 96	0. 00	0. 0
10. 15	60. 14	22. 80	22. 86	39. 81	66. 2
20. 37	106. 40	22. 60	22. 76	79. 61	74. 8
30. 13	139. 42	22. 45	22. 67	115. 12	82. 6
40. 20	162. 62	22. 22	22. 57	156. 71	96. 4

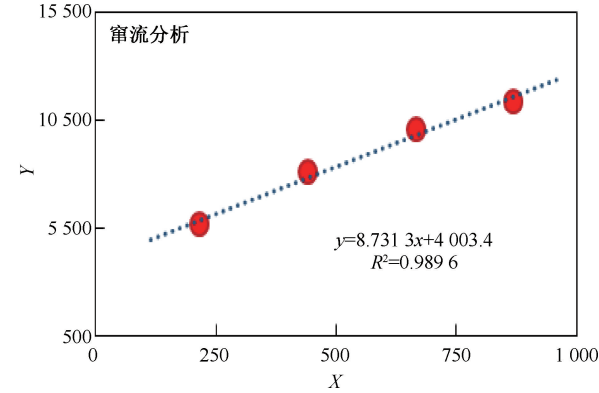


图 8 外围单元窜流分析曲线

Fig. 8 Supply analysis curve of peripheral units

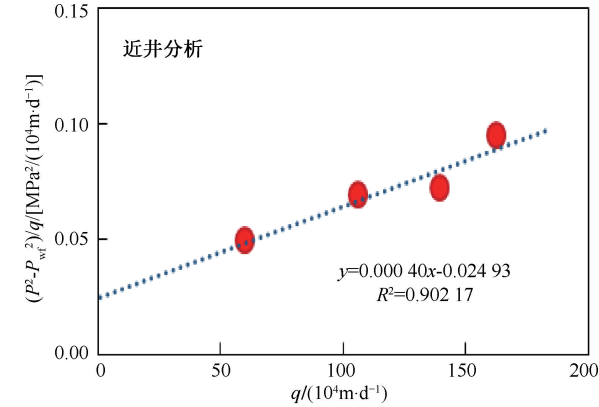


图 9 近井单元产能分析曲线

Fig. 9 Near well unit productivity analysis curve

5 结论

(1) 提出的近井单元与外围单元的串联结构流

动模型,反映了缝洞单元间连通性的影响,合理描述出缝洞型气藏产能测试中的流压线性下降的不稳定现象,形成了表征串联缝洞系统的连通能力的三参数产能方程。

(2) 建立的缝洞型气藏产能测试不稳定资料的解释方法,通过线性回归分别评价近井区的产能与库容、远井区的窜流能力,实测资料应用表明新的评价方法具有较好适应性,对合理预测储气库井的调峰能力具有指导意义。

致谢:感谢中国石油西南油气田公司蜀南气矿、四川石油管理局储气库蜀南项目部和西南石油大学同意本文公开发表。

参考文献

[1] 马新华, 郑得文, 魏国齐, 等. 中国天然气地下储气库重大科学理论技术发展方向[J]. 天然气工业, 2022, 42(5): 93-99.
MA Xinhua, ZHENG Dewen, WEI Guoqi, et al. Development directions of major scientific theories and technologies for underground gas storage[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(5): 93-99.
[2] 毛川勤, 郑州宇. 川渝地区相国寺地下储气库库址选择[J]. 天然气工业, 2010, 30(8): 72-75.
MAO Chuanqin, ZHENG Zhouyu. Site selection for underground gas storage rebuilt on the depleted Xiangguosi Carboniferous gas reservoirs in Sichuan and Chongqing areas [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(8): 72-75.
[3] 吴梅莲, 柴雄, 周碧辉, 等. 缝洞型碳酸盐岩储集层连通性刻画及应用[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(2): 188-193.
WU Meilian, CHAI Xiong, ZHOU Bihui, et al. Connectivity characterization of fractured-vuggy carbonate reservoirs and application [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(2): 188-193.
[4] 范鹏, 郑霄, 杨文博. 塔中 I 号气田礁滩相碳酸盐岩储层连通单元划分方法[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(5): 12-18.
FANG Peng, ZHENG Xiao, YANG Wenbo. Division methods of connectivity units of reef beach carbonate reservoirs in Tazhong I gas field[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2020, 34(5): 12-18.
[5] 曾大乾, 张俊法, 张广权, 等. 中石化地下储气库建库关键技术研究进展[J]. 天然气工业, 2020, 40(6): 115-123.
ZENG Daqian, ZHANG Junfa, ZHANG Guangquan, et al. Research progress of Sinopec's key underground gas storage construction technologies [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(6): 115-123.
[6] 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 Xiang guosi underground gas storage based on the Carboniferous gas reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(2): 91-94.
- [7] 张楷, 杨山, 赵翔, 等. 强非均质碳酸盐岩气藏开发早期气井产能评价方法[J]. 科技和产业, 2021, 21(1): 231-234.
ZHANG Kai, YANG Shan, ZHAO Xiang, et al. Evaluation method of gas well productivity in early development stage of strongly heterogeneous carbonate gas reservoir [J]. Science Technology and Industry, 2021, 21(1): 231-234.
- [8] 陈显学, 温海波. 辽河油田双6储气库单井采气能力评价[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(6): 715-718.
CHEN Xianxue, WEN Haibo. Evaluation of single gas well production capacity of Shuang 6 gas storage in Liaohe oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(6): 715-718.
- [9] 胥洪成, 朱卫平, 李彬, 等. 复杂气藏型储气库先导试验方案设计方法[J]. 天然气工业, 2020, 40(6): 124-129.
XU Hongcheng, ZHU Weiping, LI Bin et al. A method for designing the pilot test scheme of underground gas storages rebuilt from complex gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(6): 124-129.
- [10] 蔡珺君, 彭先, 李骞, 等. 四川盆地重点海相碳酸盐岩气藏产能评价现状及展望[J]. 断块油气田, 2021, 28(5): 655-660.
CAI Junjun, PENG Xian, LI Qian, et al. Present situation and prospect of productivity evaluation of key marine carbonate gas reservoirs in Sichuan basin [J]. Fault Block Oil & Gas Field, 2021, 28(5): 655-660.
- [11] 冯曦, 彭先, 李骞, 等. 试气阶段评价气井不稳定产能的新方法[J]. 天然气工业, 2020, 40(4): 59-68.
FENG Xi, PENG Xian, LI Qian, et al. A new method for evaluating the unstable deliverability of gas wells in gas formation testing phase [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(4): 59-68.
- [12] 姜凤光, 王皆明. 碳酸盐岩裂缝性油藏建储气库气井产能评价[J]. 天然气工业, 2009, 29(9): 103-105.
JIANG Fengguan, WANG Jieming. The evaluation method of a gas well productivity for a underground gas storage on a fractured carbonate oil reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(9): 103-105.
- [13] 孟凡坤, 雷群, 闫海军, 等. 高石梯-磨溪碳酸盐岩气藏斜井产能评价[J]. 特种油气藏, 2017, 24(5): 111-115.
MENG Fankun, LEI Qun, YAN Haijun, et al. Productivity assessment for inclined wells in Gaoshiti-Moxi carbonate gas reservoirs [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2017, 24(5): 111-115.
- [14] 林刚, 张剑峰, 李朝曾, 等. 气藏储气库运行过程中产能监测方法研究[J]. 油气井测试, 2014, 23(1): 14-15+19.
LIN Gang, ZHANG Jianfeng, LI Chaozeng, et al. Research on production monitoring to gas storage of the gas reservoir during its moving process [J]. Well Testing, 2014, 23(1): 14-15+19.
- [15] 冯曦, 钟孚勋, 王浩, 等. 评价川东北飞仙关组气藏大产量气井产能的改进一点法[J]. 天然气工业. 2005, (增刊), 107-109.
FENG Xi, ZHONG Fuxun, WANG Hao, et al. Modified single point method to evaluate productivity of gas wells with big production for feixingguan group gas reservoirs in northeast Sichuan [J]. Natural Gas Industry, 2005, (S1), 107-109.
- [16] 刘荣和, 张文彪, 冷有恒. 裂缝-孔隙型碳酸盐岩气藏稳态产能评价方法[J]. 特种油气藏, 2022, 29(2): 122-127.
LIU Ronghe, ZHANG Wenbiao, LENG Youheng. Steady productivity evaluation method of fracture-porous carbonate gas reservoirs [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2022, 29(2): 122-127.
- [17] 徐燕东, 谷海霞. 碳酸盐岩高压高产气井异常产能资料解释方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2017, 39(5): 137-142.
XU Yandong, GU Haixia. Explanation of abnormal productivity data regarding carbonate high-pressure, high-productivity gas well [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2017, 39(5): 137-142.
- [18] 刘宝华. 储气库井试气工作制度及求产方法[J]. 油气井测试, 2021, 30(6): 41-46.
LIU Baohua. Gas testing working system and production method of gas storage well [J]. Well Testing, 2021, 30(6): 41-46.
- [19] 谢南星, 孙风景, 王威林, 等. 适用于大注采气量水平井注采能力测试的连续油管测试技术——以重庆相国寺地下储气库为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(2): 61-65.
XIE Nanxing, SUN Fengjing, WANG Weilin et al. Coiled tubing testing technology for testing the injection-production capacity of horizontal wells with high gas injection-production rates: A case study of the xiangguosi underground gas storage in Chongqing [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(2): 61-65.

编辑 穆立婷

第一作者简介: 邹翔, 男, 1992 年出生, 理学学士, 工程师, 2015 年毕业于东北石油大学石油与天然气工程专业, 主要从事储气库评价研究工作。电话: 0830-3921559, Email: zoux-
iang01@petrochina.com.cn。通信地址: 四川省泸州市江阳区百子路 12 号, 邮政编码: 646000。