

修正的产量不稳定法预测页岩气动态储量

姜宝益¹, 李治平¹, 巨亚峰², 王希刚³, 甘火华⁴

(1. 中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083;2. 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院,陕西西安 710018;3. 中国石化胜利石油管理局测井公司,山东东营 257096;4. 中国石油天然气勘探开发公司,北京 100034)

摘要:页岩气具有特殊的地质和储层特征,而常规气藏的储量计算方法并未考虑吸附气体解吸引起的压缩系数改变,因此,常规气藏储量计算方法难以准确预测页岩气藏的动态储量,而产量不稳定法比较适用于计算低孔、低渗、压力恢复速度缓慢页岩气藏的动态储量。为此,考虑吸附气体解吸对压缩系数和气体偏差因子的影响,引入吸附气体拟偏差因子和综合压缩系数对产量不稳定法进行了修正,利用修正后的产量不稳定法预测页岩气的动态储量。实例计算表明,忽略吸附气体解吸会导致预测的动态储量偏小,修正产量不稳定法预测的页岩气动态储量比产量不稳定法高 21.9%。

关键词:页岩气 产量不稳定法 动态储量

中图分类号:TE249 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2012)02-0066-04

Prediction of Dynamic Reserves of Shale Gas with Modified Flow Rate Transient Approach

Jiang Baoyi¹, Li Zhiping¹, Ju Yafeng², Wang Xigang³, Gan Huohua⁴

(1. College of Energy, China University of Geosciences (Beijing), Beijing, 100083, China; 2. Petroleum Processing Research Institute, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi, 710018, China; 3. Logging Company, Shengli Petroleum Administration, Sinopec, Dongying, Shandong, 257096, China; 4. China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation, Beijing, 100034, China)

Abstract: Shale gas is an unconventional reservoir, which is widely distributed all over the world; it has an increasing proportion in natural gas production in recent years. Shale gas reservoirs have very low porosity and permeability, and main features of the well test are low or no productivity as well as slow pressure buildup. In addition, the presence of adsorbed gas is another major feature of shale gas reservoirs. Due to special geological and reservoir characteristics, and compression coefficient change caused by desorption of adsorbed gas has not been taken into account when estimating shale gas reserves with conventional calculating method. So, it is difficult to accurately predict the dynamic reserves of shale gas in that way, but rate transient analysis is more suitable for the estimation of shale gas reserves with low porosity, low permeability and slow pressure buildup. Thus, considering effect of desorption of the adsorbed gas on the compression coefficient and gas deviation factor, this approach introduces the adsorbed gas deviation factor and the compression coefficient to modify rate transient analysis to predict dynamic reserves of shale gas reservoir. Examples show that ignorance of desorption produced by adsorbed gas will lead to lower value of predicting dynamic reserves, but the predicting dynamic reserves of shale gas by modified rate transient analysis is more 20% than that calculated by original calculating method.

Key words: shale gas; rate transient analysis; dynamic reserves

动态储量是确定气井合理产能和井网密度的重要依据,是编制整体开发方案的物质基础,在气田开发中具有重要的意义。所谓动态储量,就是当地层压力降为零时能够动用的地质储量^[1]。常规的动态储量计算方法有物质平衡法(压降法)、经验统计法(产量递减法)、不稳定试井法(拟稳态压降曲线法)等^[2]。由于页岩气藏的储气方式以自由气和吸附气

收稿日期:2011-12-27;改回日期:2012-02-09。

作者简介:姜宝益(1983—),男,山东东营人,2007年毕业于中国石油大学(北京)岩土工程专业,油气田开发工程专业在读博士研究生,主要从事油藏数值模拟、注气驱和非常规油气藏开发等方面的研究。

联系方式:(010)82320165,baoyi.jiang@yahoo.com.cn。

基金项目:国土资源部项目“中国重点地区页岩气资源潜力及有利区优先项目”(编号:09GYXQ15)部分研究内容。

为主,储层渗透率超低^[3-4],压力恢复速度缓慢,而常规气藏储量计算方法并未将吸附气体考虑在内,并且在开发早期,低孔、低渗引起的地层压力测试的很小误差,会造成预测的动态储量误差很大,因此,常规气藏储量计算方法难以准确预测页岩气藏的动态储量。为此,笔者采用产量不稳定法预测页岩气动态储量。

1 页岩气藏的吸附

原始状态的页岩气藏中,孔隙内的自由气和吸附气处于平衡状态。气藏一旦投入开采,随着地层压力的降低,处于吸附状态的气体在一定压力下开始解吸,并达到平衡状态。采用 Langmuir 等温吸附定义某压力下岩石的气体吸附能力,其定义式为:

$$V_E = V_L \frac{p}{p + p_L} \quad (1)$$

式中: V_E 为吸附气含量, m^3/t ; V_L 为 Langmuir 体积, m^3/t ; p_L 为 Langmuir 压力, MPa; p 为压力, MPa。

岩石吸附总量往往通过实验室岩心试验获得。A. Salman 通过高压等温吸附试验测得理想条件下美国 Barnett 页岩吸附气、自由气和总含气量与压力的关系曲线(图 1),其中吸附气含量 $2.718 \text{ m}^3/\text{t}$,岩石密度 2.38 t/m^3 ^[5]。

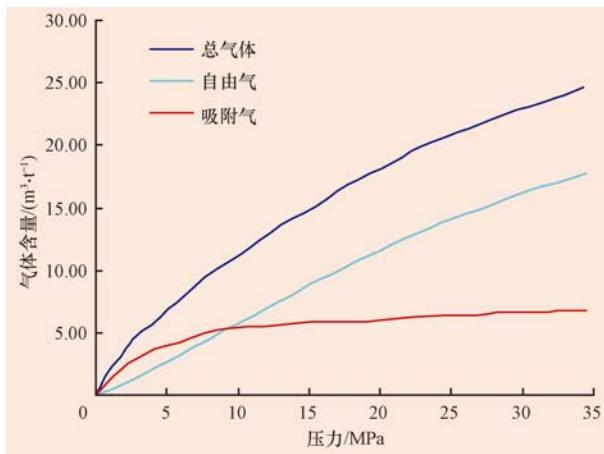


图 1 页岩气体含量随压力的变化曲线

Fig. 1 Gas content vs. pressure in shale gas reservoir

2 页岩气藏压缩系数

A. C. Bumb 和 C. R. McKee^[6]研究了单相气体流的近似解析解,其中质量守恒方程包含了 Lang-

muir 等温吸附,并将综合压缩系数表示为:

$$C_t^* = S_g \left[C_g + \frac{\alpha C_m}{\phi} + \frac{\rho_{gsc} V_L p_L}{\phi \rho_g (p_L + \bar{p})^2} \right] \quad (2)$$

$$\begin{aligned} C_d &= \frac{\rho_{gsc} V_L p_L}{\phi \rho_g (p_L + \bar{p})^2} \\ &= \frac{p_{sc} T \bar{Z}}{p T_{sc} \bar{Z}_{sc}} \frac{V_L p_L}{\phi (p_L + \bar{p})^2} \\ &= \frac{B_g V_L p_L}{\phi (p_L + \bar{p})^2} \end{aligned} \quad (3)$$

式中: C_t^* 为综合压缩系数, MPa^{-1} ; C_d 为吸附气体压缩系数, MPa^{-1} ; C_m 为基质压缩系数, MPa^{-1} ; C_g 为自由气体压缩系数, MPa^{-1} ; S_g 为气体饱和度; B_g 为气体体积系数; α 为有效应力参数; ϕ 为孔隙度; ρ_{gsc} 为标准状态下气体密度, g/cm^3 ; T_{sc} 为标准状态下温度, K; p_{sc} 为标准状态下压力, MPa; \bar{p} 为气藏平均压力, MPa; \bar{Z} 为平均压力下气体偏差因子; \bar{Z}_{sc} 为标准状态下气体偏差因子; T 为温度, K。

3 产量不稳定法

Palacio-Blasingame^[7]提出通过修正物质平衡方程把产量、井底压力等气井生产数据转换成等价的常产量液体数据,用液体方程来模拟气体流动,这种处理方法称为产量不稳定分析方法。该方法利单井的生产历史数据(产量和流压)进行物质平衡分析,进而计算单井控制动态储量。其特点是可以利用丰富的单井日常生产数据,不必进行关井测压,也不必进行定产或定压测试,对产量和流压数据没有特殊要求,适合计算低孔、低渗、压力恢复速度比较缓慢页岩气藏的动态储量。该方法的计算公式主要基于物质平衡形式的时间函数推导得出的。物质平衡拟时间和储量预测方程为:

$$t_{ca} = \frac{(\mu_g C_g)_i}{q_t} \int_0^t \frac{q_t}{\bar{\mu}_g C_g} dt \quad (4)$$

$$\frac{\Delta p_p}{q} = m_a t_{ca} + b_{a,pss} \quad (5)$$

$$m_a = \frac{2 p_i}{(\mu_g C_g Z)_i G} \quad (6)$$

$$b_{s,pss} = \frac{5.34 \times 10^6 B_g \mu_g}{Kh} \ln \frac{4 A}{1.781 C_A r_{wa}^2} \quad (7)$$

从式(5)可以看出, $\frac{\Delta p_p}{q}$ 与 t_{ca} 呈线性关系,把对

应的 $\frac{\Delta p_p}{q}$ 与 t_{ca} 绘制在直角坐标系中,求取直线段的

斜率 m_a ,再由下式求得该井的动态储量:

$$G = \frac{2 p_i}{(\mu C_g Z) m_a} \quad (8)$$

式中: t_{ca} 为物质平衡拟时间,d; q_t 为在时间 t 时的天然气产量, m^3/d ; μ_g 为气体黏度, $mPa \cdot s$; r_{wa} 为有效井筒半径,m; A 为泄油面积, m^2 ; q 为天然气产量, m^3/d ; K 为渗透率,D; C_A 为形状因子; G 为动态储量, $10^4 m^3$; $b_{a,pss}$ 为常数; p_i 为储层压力,MPa。

4 考虑吸附的产量不稳定法

G. R. King^[8]用修正的物质平衡方法来预测煤层原始地质储量和生产动态,King 假设自由气和吸附气处于平衡状态,基质向裂缝的解吸是拟稳定状态,忽略岩石和水的压缩性,并且认为含水饱和度为常数,给出了考虑吸附作用的气体偏差因子 Z^* 的计算公式。

$$Z^* = \frac{Z}{S_g + \frac{V_L T p_{sc} Z}{\phi(p + p_L) T_{sc} Z_{sc}}} \quad (9)$$

考虑气体偏差因子 Z^* 和页岩气综合压缩系数 C_{ti}^* ,根据产量不稳定法重新推导,得:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g(t)} = m_{BDF} t_{ca}^* + b_{a,pss} \quad (10)$$

$$m_{BDF} = \frac{2 p_i}{G Z_i^* \mu_i C_{ti}^* t_{ca}^*} \quad (11)$$

从式(10)可以看出, $\frac{\Delta p_p}{q}$ 与 t_{ca}^* 也呈线性关系,把对应的 $\frac{\Delta p_p}{q}$ 与 t_{ca}^* 绘制在直角坐标系中,求取直线段的斜率 m_{BDF} ,便可求得该井的动态储量。

整理式(10),得:

$$\frac{q_g(t)}{[m(p_i) - m(p_{wf})]} b_{a,pss} = \frac{1}{1 + \left[\frac{m_{BDF}}{b_{a,pss}} \right] t_{ca}^*} \quad (12)$$

式(12)跟 Fetkovich 方程有同样的无因次形式,可简化成:

$$q_{Dd} = \frac{1}{1 + (t_a^*)_{Dd}} \quad (13)$$

其中

$$q_{Dd} = \frac{q_g(t)}{[m(p_i) - m(p_{wf})]} b_{a,pss} \quad (14)$$

$$(t_a^*)_{Dd} = \frac{m_{BDF}}{b_{a,pss}} t_{ca}^* \quad (15)$$

式中: Z^* 为考虑吸附的气体偏差因子; t_{ca}^* 为引入 Z^*

后修正的物质平衡拟时间,d; p_{wf} 为井底流压,MPa; $m(p)$ 为拟压力,MPa/mPa · s; C_{ti}^* 为页岩气综合压缩系数,MPa⁻¹。

应该注意到,此处 q_{Dd} 的定义式依照规范化拟压力来定义的,而修正的无因次递减时间函数 $(t_a^*)_{Dd}$ 不是真实时间,而是依据物质平衡的拟时间函数来定义的。当 Fetkovich 典型曲线中的双曲指数 $b=1$ 时,式(11)跟它的调和曲线轨迹是一样的。

5 计算流程

利用产量不稳定法预测页岩气动态储量时,气井的产量和相应的井底压力必须已知。井底压力可以通过下井底压力计的方式直接测得,但考虑到工艺和经济方面的可行性,绝大多数井不可能长期进行井底压力监测。因此,可以利用井口油套压数据来折算井底压力:对于不产水的气井,一般利用 Cullender-Smith 法根据油压或套压折算井底压力;对于产水的气井,则采用 Beggs-Brill 法根据油压折算井底压力;对于情况复杂的气井,可以采用 Arnondin 法根据油压或套压折算井底压力。

图 2 为产量不稳定法预测页岩气动态储量的流程。

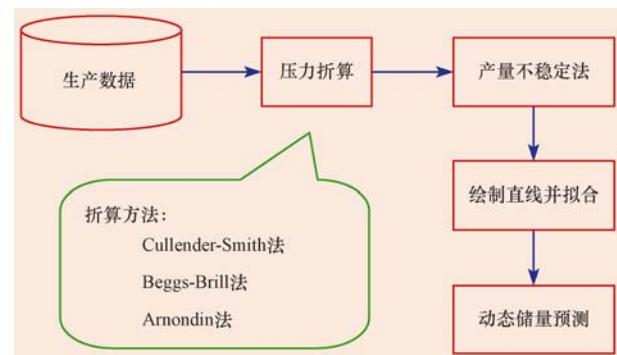
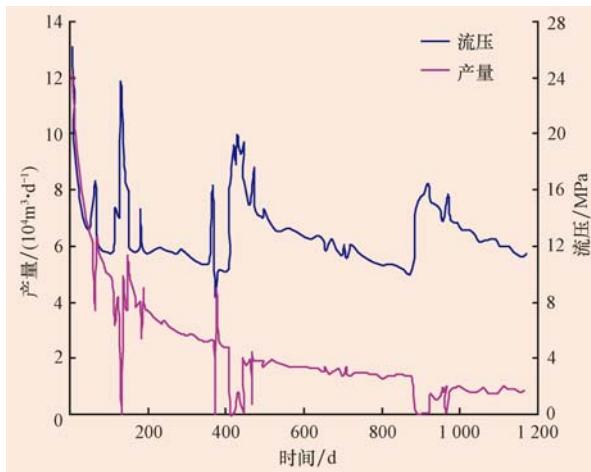


图 2 产量不稳定法预测动态储量的流程

Fig. 2 Dynamic reserves prediction process of shale gas reservoir with rate transient analysis

6 计算实例

以国外某页岩气井为例^[5,9],页岩气藏埋深 2 133 m,厚度 121 m,吸附气含量 2.718 m³/t,岩石密度 2.38 t/m³,Langmuir 压力 4.48 MPa。该井已投产 1 100 d 多,前期产量高达 $10 \times 10^4 m^3/d$,递减速度快,后期以 $1.5 \times 10^4 m^3/d$ 生产至今。图 3 为该井生产曲线。

图3 国外某页岩气井生产曲线^[9]Fig. 3 One foreign shale gas well production curve^[9]

该页岩气井有流压数据,不用折算井底压力,可以根据流压和产量数据利用产量不稳定法和考虑吸附的修正产量不稳定法进行计算,进行生产数据拟合,结果见图5。从图5可看出,考虑吸附作用后,直线斜率小于不考虑吸附作用时的斜率。计算出考虑吸附作用与不考虑吸附作用2条拟合直线的斜率后,再分别计算2种情况下的动态储量,可以得到不考虑吸附作用时该井的动态储量为 $1.471 \times 10^8 \text{ m}^3$,考虑吸附作用时该井动态储量为 $1.793 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。考虑吸附作用计算出的动态储量与未考虑吸附作用相比增加了21.9%。

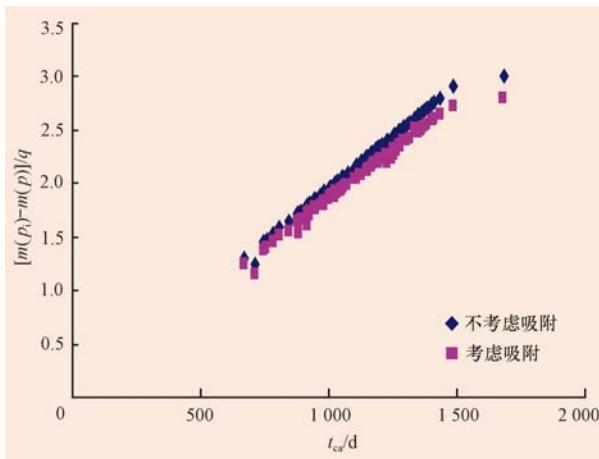


图4 考虑吸附作用和不考虑吸附作用拟合曲线对比

Fig. 4 Plot of $[m(p_i) - m(p)]/q$ vs t_{ca} showing with and without adsorbed gas

7 结论

1) 忽略吸附气体会导致预测储量偏小,考虑吸附气体计算出的动态储量与未考虑吸附气体相比高21.9%。

2) 利用产量不稳定法预测页岩气动态储量简单易行,对于勘探开发早期评价页岩气动态储量具有重要意义。

参 考 文 献

References

- [1] 李士伦. 天然气工程[M]. 北京:石油工业出版社,2000;164-165. Li Shilun. Natural gas engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000;164-165.
- [2] 仓辉,郝巍,梁芹,等. 丘东气田动态储量计算[J]. 吐哈油气, 2008,13(4):370-374. Cang Hui, Hao Wei, Liang Qin, et al. Calculation of movable reserves in Qiudong Gas Field[J]. Tuha Oil & Gas, 2008, 13 (4):370-374.
- [3] 孙海成,汤达祯,蒋廷学. 页岩气储层裂缝系统影响产量的数值模拟研究[J]. 石油钻探技术,2011,39(5):63-67. Sun Haicheng, Tang Dazhen, Jiang Tingxue. Numerical simulation of the impact of fracture system on well production in shale formation[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39 (5):63-67.
- [4] 张金川,聂海宽,徐波,等. 四川盆地页岩气成藏地质条件[J]. 天然气工业,2008,28(2):151-156. Zhang Jinchuan, Nie Haikuan, Xu Bo, et al. Geological condition of shale gas accumulation in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2008,28(2):151-156.
- [5] Mengal S A, Wattenbarger R A. Accounting for adsorbed gas in shale gas reservoirs[R]. SPE 141085, 2011.
- [6] Bumb A C, McKee C R. Gas-well testing in the presence of desorption for coalbed methane and devonian shale [R]. SPE 15227, 1988.
- [7] Palacio J C, Blasingame T A. Unavailable-decline-curve analysis using type curves-analysis of gas well production data[R]. SPE 25909, 1993.
- [8] King G R. Material balance techniques for coal seam and devonian shale gas reservoirs[R]. SPE 20730, 1990.
- [9] Samandari O, Al-Ahmadi H, Wattenbarger R A. A new method for history matching and forecasting shale gas reservoir production performance with a dual porosity model [R]. SPE 144335, 2011.