

利用二元回归计算天然气体积系数的新方法

伍锐东

中海石油(中国)有限公司上海分公司, 上海 200335

摘要: 由于高昂的海上作业成本,海上新发现气田在储量评价过程中通常不会进行大量的流体分析化验,在如何确定天然气体积系数这一问题上,目前常用的做法是对主力气藏进行天然气偏差系数与体积系数实验分析,其它气藏则借用该气藏实验结果,此种处理方式势必导致储量计算存在较大误差。通过对现有实验数据中天然气偏差系数与温度、压力的关系分析,采用二元回归的方式得到了天然气偏差因子的计算新方法,该方法计算出的天然气体积系数与实测值之间的误差不超过 2%,较以往方法大幅降低,使储量评价更精确、更合理,具有一定的推广应用价值。

关键词: 偏差因子;体积系数;二元回归

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2017.04.014

A New Method of Calculating Gas Formation Volume Factor by Using Binary Regression

Wu Ruidong

Shanghai Branch of CNOOC(China), Shanghai, 200335, China

Abstract: Due to the high cost for offshore operation, there are usually few number of fluid analysis tests during reserve evaluation. Analogy method are commonly used on how to determine the gas formation volume factor, specific method is to analyze the gas Z-factor and formation volume factor of the main gas reservoir, while other gas reservoir will refer to these experimental results directly, which will lead to great error when calculating the gas reserves. A new method of calculating the gas Z-factor are formed based on the relationship of gas Z-factor with temperature and pressure of the existing experimental data. The error between gas formation volume factor calculated by this binary regression method and measured value is less than 2%. Compared with the previous method, this method can get a much more accurate and reasonable result while calculating the gas reserves.

Keywords: Z-factor; Gas formation volume factor; Binary regression

0 前言

海上某凹陷近年来勘探不断取得突破,接连发现多个大中型气田,单个气田通常钻遇多个气藏,气藏类型均为干气气藏,不存在凝析油。在对未开发的气田进行

储量评价过程中,常用的方法是静态法,且以容积法为主^[1-2],利用容积法计算探明地质储量时首先需要确定天然气体积系数或偏差因子,目前国内外确定天然气偏差因子的方法主要有三类:standing-Katz 图版法、算法(Hall and Yarborough; Dranchuk and Abou-Kassem 方法

收稿日期:2017-02-22

作者简介:伍锐东(1983-),男,湖北安陆人,油藏工程师,硕士,主要从事油气田开发工作。

等)、实验测定法,其中计算法受到众多石油工作者关注,发展也最为迅速^[3-10],有研究推导新公式计算偏差因子的,也有通过计算机程序实现人工智能计算偏差因子的。

而受限于海上作业成本,研究区气田通常会选择 2~3 个主力气藏进行钻杆测试和流体取样分析,实验测定主力气藏偏差因子,进而确定体积系数,而其它非主力气藏,由于缺少天然气组分分析数据和相对密度数据,无法得到拟对比压力和拟对比温度,因而无法通过图版法或计算法得到天然气偏差因子,目前常用的做法是借用相邻主力气藏的偏差因子分析结果,这种处理方式势必导致储量计算结果存在较大误差。因此急需寻找一种新的体积系数计算方法,以更为准确地评价天然气地质储量,为气田后续开发方案的编制与经济评价提供依据。

1 体积系数计算新方法

确定天然气体积系数通常先确定出天然气的偏差因

子,天然气偏差因子是反映实际气体状态偏离理想气田状态的程度^[11-16],其以范德华方程为基本原理,值的大小既与所处地层的温度、压力有关,又与天然气本身的物质组成有关。对于同一气田内不同层位的天然气,其物质组成基本接近,偏差因子主要受温度、压力影响^[17-21],表 1 展示了某气田 Y 3 气藏的一个天然气偏差因子实验分析结果,设定偏差因子为温度和压力的函数,即 $Z = F(p, t)$,在压力一定的情况下, Z 因子仅与温度存在关系,图 1 显示的是 Y 3 气藏天然气偏差系数在 38 MPa 压力条件下与温度的关系,二者呈良好的线性关系,假设其线性系数为 a_1 ,常数项为 b_1 ,以此类推,在每个压力测试点下,均可得到 Z 因子与温度的一个线性关系: $Z' = a_i t + b_i$,线性系数为 a_i ,常数项为 b_i 。

a_i 、 b_i 不仅与温度有关,还与压力有关,因而将所有的 a 值、 b 值与压力测点进行回归,可以得到 a 、 b 关于 p 的表达式,见图 2~3。

表 1 Y 3 气藏天然气偏差因子实验结果及其与温度的相关性数据

压力 /MPa	偏差因子			线性系数 a	常数项 b	相关系数 R^2
	138.8	128.8	118.8			
38	1.060 2	1.054 7	1.049 5	0.000 535	0.985 89	0.999 7
36	1.045	1.039 2	1.033 5	0.000 575	0.965 17	1
34.23	1.033 1	1.025 3	1.020 2	0.000 645	0.943 12	0.985 6
32	1.018 7	1.011 7	1.004 4	0.000 715	0.919 51	0.999 9
30	1.005 4	0.998 7	0.990 7	0.000 735	0.903 60	0.997 4
28	0.994 3	0.987 3	0.978 8	0.000 775	0.886 98	0.996 9
26	0.983 9	0.976 3	0.967 4	0.000 825	0.869 61	0.997 9
24	0.972 8	0.966 1	0.957 5	0.000 765	0.866 94	0.994 9
22	0.964 6	0.956 7	0.948 1	0.000 825	0.850 21	0.999 4
20	0.957 2	0.949	0.940 7	0.000 825	0.842 71	1
18	0.950 5	0.942 7	0.934 5	0.000 800	0.839 53	0.999 8
16	0.945 4	0.938 6	0.93	0.000 770	0.838 88	0.995 5
14	0.943	0.936 1	0.927 5	0.000 775	0.835 71	0.996 0
12	0.942 1	0.934 9	0.927	0.000 755	0.837 42	0.999 3
10	0.943 5	0.936	0.929 6	0.000 695	0.846 85	0.997 9
8	0.947 4	0.940 9	0.934 7	0.000 635	0.859 21	0.999 8

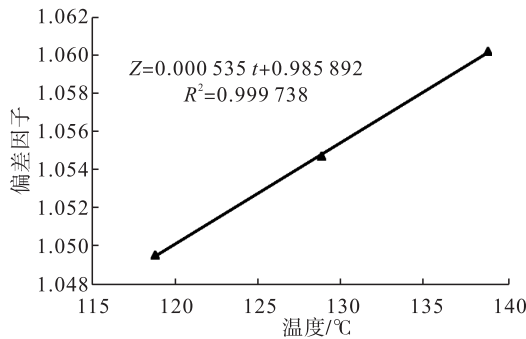


图 1 相同压力条件下偏差因子与温度关系图

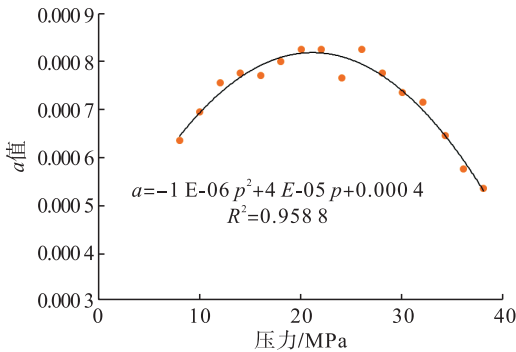


图 2 a 值与压力关系曲线图

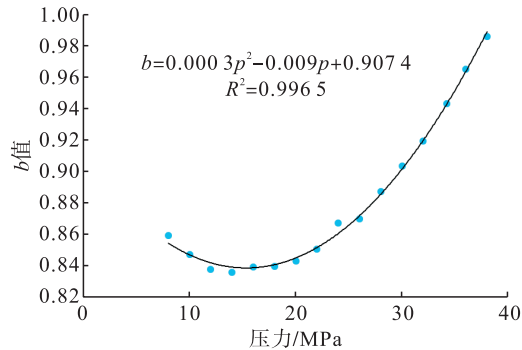


图3 b值与压力关系曲线图

在此基础上,将 a 、 b 值代入方程 $Z = F(p, t)$ 中,可以得到一个二元回归的方程:

$$Z = at + b = (-0.000\ 001 \times p^2 + 0.000\ 04 \times p + 0.000\ 4) \times t + (0.000\ 3 \times p^2 - 0.009 \times p + 0.907\ 4) \tag{1}$$

利用式(1)这种新的方法可以较为精确地求出同一气田内不同气层天然气的偏差因子,进而根据下式求解体积系数:

$$B_g = \frac{ZT_{sc}}{T_{sc}p} = Z \cdot \frac{273 + t}{273} \cdot \frac{p_{sc}}{p} \tag{2}$$

表2 Y3气藏天然气偏差因子实验结果及其与温度的相关性数据

气藏名	温度 / ℃	压力 / MPa	Z 因子 实验值	新方法计算 Z 因子		体积系数 实验值	体积系数计算结果		体积系数借用 Y3 气藏 实验结果	
				Z 因子值	相对误差 / (%)		体积系 数值	相对误差 / (%)	体积系 数值	相对误差 / (%)
Y 4 气藏	157.8	40	1.083 8	1.090 5	0.620	0.004 323	0.004 36	0.81	0.004 12	4.93
		37.5	1.065 9	1.069 7	0.355	0.004 524	0.004 56	0.79	0.004 18	8.23
		30	1.018 8	1.017 9	-0.092	0.005 387	0.005 42	0.68	0.005 03	7.10
L 2 气藏	134.5	42	1.113	1.101 1	-1.069	0.004 035	0.003 96	-1.76	0.003 76	7.31
		34	1.036	1.029 4	-0.633	0.004 624	0.004 58	-0.99	0.004 23	9.31
		29.9	1.012	1.000 9	-1.095	0.005 438	0.005 33	-1.92	0.004 97	9.42

3 结论

根据天然气高压物性分析结果,利用二元回归得出天然气偏差因子的计算新方法,进而得出天然气的体积系数,与传统借鉴法相比,新方法计算的偏差因子和体积系数的精度均得到一定的提高,可以有效降低储量评价过程的系统误差,使储量计算的结果更可靠。

参考文献:

[1] 李大凯. 四川盆地典型碳酸盐岩气藏储量评价方法研究 [D]. 成都:西南石油大学,2016.
Li Dakai. Research on the Reserve Evaluation Method of Typical Carbonate Gas Reservoir in Sichuan Basin [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.

式中 p_{sc} 、 T_{sc} 分别代表标准状况下天然气的压力与温度,单位分别为 MPa、K。

2 应用效果验证

为验证天然气体积系数计算新方法的准确性与可靠性,选取同一气田中不同层位的天然气高压物性分析结果与该方法计算结果进行对比,见表2,由表2可知,储量计算过程中,没有进行天然气高压物性分析的气层,若借用相邻层位的天然气物性分析结果,会存在明显的误差,Y4气藏体积系数与实测值相对误差在4.9%~8.2%,L2气藏体积系数与实测值相对误差更大,在7.3%~9.4%。而利用新建立的二元回归方法,计算Y4和L2气藏的天然气偏差因子与实测值非常接近,相对误差基本在1%以内,进而计算得到的天然气体积系数也比传统的借鉴法更准确,其与实测值之间的相对误差在2%以内。可见利用二元回归这种新方法求取天然气偏差因子和体积系数具有一定的可靠性,能够有效地降低储量计算过程中的误差,提高储量评价的精度和水平。

[2] 廖科健,刘波,姚猛. 有限水侵页岩气藏物质平衡方程及储量计算[J]. 天然气与石油,2014,32(6):50-57.
Liao Kejian, Liu Bo, Yao Meng. Material Balance Equation and Reserve Estimation Method for Shale Gas Reservoirs with Limited Water Influx [J]. Natural Gas and Oil, 2014, 32(6): 50-57.
[3] Mahmoud M A. Development of A New Correlation of Gas Compressibility Factor (Z-Factor) for High Pressure Gas Reservoirs [C] //Paper 164587 Presented at the North Africa Technical Conference & Exhibition, 15-17 April 2013, Cairo, Egypt. New York: SPE, 2013.
[4] Ijeoma I A. Forecasting Gas Compressibility Factor Using Artificial Network Tool for Niger-Delta Gas Reservoir [C] //Paper 184382 Presented at SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 2-4 August 2016,

- Lagos, Nigeria. New York: SPE, 2016.
- [5] 胡建国,郭分乔,许进进. 计算天然气偏差因子的 DAK 方法的修正[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(1): 120 - 123.
- Hu Jianguo, Guo Fenqiao, Xu Jinjin. Modification of the DAK Method for Natural Gas Z-factor Calculation [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(1): 120 - 123.
- [6] 杨胜来,魏俊之. 油层物理学[M]. 北京:石油工业出版社, 2004: 21 - 34.
- Yang Shenglai, Wei Junzhi. Reservoir Physics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 21 - 34.
- [7] 李士伦. 天然气工程[M]. 北京:石油工业出版社, 2008: 29 - 33.
- Li Shilun. Gas Engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 29 - 33.
- [8] 张地洪,鄢友军,向新华,等. 天然气偏差因子的实验研究[J]. 天然气工业, 2002, 22(5): 107 - 109.
- Zhang Dihong, Yan Youjun, Xiang Xinhua, et al. Experimental Research on the Deviation Factor of Natural Gas [J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(5): 107 - 109.
- [9] 伍勇,杜志敏,郭肖,等. 异常高压气藏偏差因子计算方法[J]. 天然气工业, 2008, 28(6): 105 - 107.
- Wu Yong, Du Zhimin, Guo Xiao, et al. Calculation Methods for the Deviation Factor of Abnormally Pressured Gas Reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(6): 105 - 107.
- [10] 阳建平,肖香姣,张峰,等. 几种天然气偏差因子计算方法的适用性评价[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(1): 154 - 157.
- Yang Jianping, Xiao Xiangjiao, Zhang Feng, et al. Applicability Estimation of Four Methods of Calculating the Deviation Factor of Natural Gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(1): 154 - 157.
- [11] 颜雪,孙雷,周剑锋,等. 计算超高压气藏天然气偏差因子新方法[J]. 油气藏评价与开发, 2015, 5(1): 26 - 29.
- Yan Xue, Sun Lei, Zhou Jianfeng, et al. New Model of Calculating Natural Gas Z-Factor in the Ultrahigh Pressure Gas Reservoir [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2015, 5(1): 26 - 29.
- [12] 刘曰武,吴学松,陈维良,等. 一种新的计算天然气偏差因子的方法[J]. 油气井测试, 2007, 16(2): 4 - 7.
- Liu Yuewu, Wu Xuesong, Chen Weiliang, et al. A New Method for Calculating Natural Gas Compressibility Factors [J]. Well Testing, 2007, 16(2): 4 - 7.
- [13] 许进进,李治平. 一种预测气体偏差因子的新方法[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(4): 500 - 501.
- Xu Jinjin, Li Zhiping. New Method for Calculation of Deviation Factor of Natural Gas [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(4): 500 - 501.
- [14] 韩放,冯剑,袁淋. 气田偏差因子计算新方法[J]. 石油化工应用, 2015, 34(8): 49 - 52.
- Han Fang, Feng Jian, Yuan Lin. New Method to Determine the Gas Deviation Factor [J]. Petrochemical Industry Application, 2015, 34(8): 49 - 52.
- [15] 李传亮,姚淑影. 气井试井分析中气体物性参数使用原始物性参数之探讨[J]. 特种油气藏, 2010, 17(5): 123 - 124.
- Li Chuanliang, Yao Shuying. Discussion on Using Initial Physical Property in Gas Well Test Analysis [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2010, 17(5): 123 - 124.
- [16] 李相方,刚涛,庄湘琦,等. 高压天然气偏差系数的高精度解析模型[J]. 石油大学学报, 2001, 25(6): 45 - 46.
- Li Xiangfang, Gang Tao, Zhuang Xiangqi, et al. An Analytic Model with High Precision for Calculating Compressibility Factor of High-Pressure Gas [J]. Journal of the University of Petroleum, 2001, 25(6): 45 - 46.
- [17] 胡建国. 计算天然气偏差因子的新方法[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 862 - 865.
- Hu Jianguo. A New Method to Calculate the Z Factor of Natural Gases [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(5): 862 - 865.
- [18] 张明禄,胡建国,屈雪峰. 应用状态方程计算天然气偏差因子的方法评价[J]. 天然气工业, 2003, 23(2): 69 - 71.
- Zhang Minglu, Hu Jianguo, Qu Xuefeng. Evaluating the Methods of Calculating Gas Deviation Factor by Use of Equation of State [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(2): 69 - 71.
- [19] 田婉玲,齐二坡,吴茂福,等. 气井试井产能分析新方法与新模型应用[J]. 天然气与石油, 2012, 30(4): 46 - 49.
- Tian Wanling, Qi Erpo, Wu Maofu, et al. Application of New Method and New Model of Gas Well Test Capacity [J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30(4): 46 - 49.
- [20] 皮艳慧,廖柯熹,孙欧阳. 天然气水合物生成条件预测模型及适用性评价[J]. 天然气与石油, 2012, 30(6): 16 - 21.
- Pi Yanhui, Liao Kexi, Sun Ouyang. Prediction Model for Natural Gas Hydrate Formation Conditions and Applicability Evaluation [J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30(6): 16 - 21.
- [21] 苏中良,刘曰武,张俊清. AGA 8 92 DC 方法计算天然气偏差因子的研究[J]. 油气井测试, 2010, 19(6): 29 - 35.
- Su Zhongliang, Liu Yuewu, Zhang Junqing. Study on AGA 8 - 92 DC Method of Gas Deviation Factor Calculation [J]. Well Testing, 2010, 19(6): 29 - 35.