

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2023112

引用格式: 杨鹏程, 薛浩楠, 李升, 等. 超深层高压油气藏天然气偏差系数计算新模型[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(6): 106-114.

YANG Pengcheng, XUE Haonan, LI Sheng, et al. A new model for calculating deviation factor of natural gas in ultra-deep oil and gas reservoirs under high pressure [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(6): 106-114.

超深层高压油气藏天然气偏差系数计算新模型

杨鹏程¹, 薛浩楠¹, 李升¹, 陈科杉²

(1. 中国石油集团西部钻探工程有限公司井下作业公司, 新疆克拉玛依 834000; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580)

摘要: 为适应我国深层、超深层高压油气藏钻采需要, 利用高温高压PVT特性测量系统, 开展了高压条件下不同组分天然气样品的PVT特性测量试验, 试验结果表明, 高压下天然气偏差系数随压力升高大致呈线性增大, 随温度升高而减小, 但总体差别较小。基于1443组Standing-Katz图版拟合数据、试验测量数据和公共试验数据, 建立了大温度压力范围的天然气偏差系数试验数据库。采用多元非线性拟合数值方法, 对现有模型进行改进, 建立了计算超深层高压油气藏天然气偏差系数的新模型。将该模型与常用的HY法、DPR法、LXF等方法进行了对比, 误差分析表明, 该模型在高压段的相对误差在2%以内, 计算精度高于HY法、DPR法、LXF等方法, 满足工程要求, 可以为超深层高压油气藏安全高效钻采提供指导与帮助。

关键词: 超深层高压油气藏; 天然气偏差系数; 数据库; 计算模型; Standing-Katz图版; 误差

中图分类号: TE311⁺.1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2023)06-0106-09

A New Model for Calculating Deviation Factor of Natural Gas in Ultra-Deep Oil and Gas Reservoirs under High Pressure

YANG Pengcheng¹, XUE Haonan¹, LI Sheng¹, CHEN Keshan²

(1. Downhole Operation Company, CNPC Xibu Drilling Engineering Company Limited, Karamay, Xinjiang, 834000, China; 2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong, 266580, China)

Abstract: In order to meet the drilling and production requirements of deep and ultra-deep oil and gas reservoirs under high pressure in China, PVT characteristic measurement experiments of natural gas samples with different components under high-pressure conditions were carried out by using high-temperature and high-pressure PVT characteristic measurement system. The experiments show that the deviation factor of natural gas under high pressure increases linearly with the increase in pressure and decreases with the increase in temperature, but the overall difference is small. At the same time, an experimental database of the deviation factor of natural gas in a large temperature and pressure range is established based on 1443 sets of data including Standing-Katz chart fitting data, experimental measurement data, and public experimental data. Through the numerical method of multivariate nonlinear fitting, the existing models are improved, and a new model for calculating the deviation factor of natural gas of ultra-deep oil and gas reservoirs under high pressure is established. The predicted results of the model are compared with those of HY, DPR, LXF, and other common methods. The error analysis shows that the relative error of the model is less than 2% in the high-pressure section, and its calculation accuracy is higher than that of HY, DPR, LXF, and other methods, which meets the practical needs of engineering and can provide guidance and support for safe and efficient drilling and production of ultra-deep oil and gas reservoirs under high pressure.

Key words: ultra-deep reservoirs under high pressure; deviation factor of natural gas; database; calculation model; Standing-Katz chart; error

随着在深层、超深层勘探方面取得许多重要突破, 深层、超深层已成为我国陆上油气勘探开发的

主要接替领域, 但这类储层普遍具有高温、高压特点^[1-2]。为了更好地描述气体状态方程, 需要引入天

收稿日期: 2023-03-11; 改回日期: 2023-11-01。

作者简介: 杨鹏程(1980—), 男, 辽宁海城人, 2006年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业, 工程师, 主要从事储层改造工作。

E-mail: 38850115@qq.com。

然气偏差系数 Z , 其为油气藏评价、气藏模拟和动态分析中必不可少的基本参数^[3-7]。

目前国内外关于天然气偏差系数的主要确定方法有试验测定法、图版法和计算法^[7-16]。其中, 试验测定法较其他 2 种方法更为直接准确, 但存在费用高、试验周期长等问题^[16]; 图版法是查阅 Standing-Katz 图版(以下简称为 S-K 图版)^[17-18] 进行计算, 人工读数误差大, 计算精度无法保证; 计算法可分为根据 RK 方程、SRK 方程和 PR 方程等状态方程拟合得到的隐式计算法和根据试验数据或图版数据回归拟合得到的显式计算法。隐式计算法有 Hall-Yarborough 方法(HY 法)^[19]、Dranchuk-Purvis-Robinson 方法(DPR 法)^[20] 以及 Dranchuk-Abu-Kassem 方法(DAK 法)^[21] 等, 这类方法计算公式复杂, 需要迭代计算, 并且依赖初值的选取, 计算耗时长、效率较低; 同时, 这些模型将拟对比密度定义为 $\rho_{pr} = 0.27p_{pr}/(ZT_{pr})$, 其中临界偏差系数 Z_c 取定值 0.27, 但在超深层高温高压条件下该值会有所变化, 导致计算误差较大^[10, 22-25], 不能很好地描述气体的非理想行为。显式计算法有李相方法(LXF 法)^[11]、张国东法(ZGD 法)^[12]、Beggs-Brill 法^[26] 以及 E.Heidaryan 等^[27] 提出的方法, 这些方法不需要迭代计算, 很大程度上缩短了计算时间, 但计算精度有待提高, 同时只在一定温度压力范围内有效, 总体上具有一定的局限性。

为提高高压段天然气偏差系数的计算精度, M. Mahmoud^[28] 利用 MATLAB 软件对 300 多个测量偏差因子 Z 的数据点进行了回归, 开发了可用于确定任何压力范围内气体偏差系数的计算模型; 颜雪等人^[23] 针对 W-Z 模型^[28] 与某超高温高压气藏的实际情况结合后改进得到 W-Z-G 模型, 但该模型适用范围较小, 无法满足工程要求; 张立侠等人^[24] 根据 Nishiumi-Saito 状态方程建立了一种能精确求出整个压力区域内气体偏差系数的新公式; 近年来, M. Mohamadi-Baghmolaei 等多位学者^[29-31] 利用机器学习方法求解天然气偏差系数, 但这些方法普遍存在收敛速度慢等问题, 且均未讨论机器学习在真实场景或复杂工况下的适应性和局限性。最大的问题在于, 在超深高温高压条件下, 上述偏差系数预测方法受自身条件限制, 计算误差都比较大。

基于上述问题, 笔者将 S-K 图版拟合数据、自己的试验数据与公开文献中的试验数据结合, 建立了高压条件下天然气偏差系数试验数据库, 利用多元非线性拟合数值方法对现有模型进行了改进, 建

立了计算超深层高压油气藏天然气偏差系数的新模型, 提高了计算效率及精度。

1 天然气偏差系数试验测定

1.1 试验系统

本次试验采用超高压全可视 PVT 测试系统测定天然气偏差系数, 该系统的结构如图 1 所示。其中, PVT 釜的材质为 316 L 不锈钢, 筒体积 250 mL, 可视体积 250 mL, 最大耐压 150 MPa, 最大耐温 250 °C; PVT 控制系统由电子控制柜、监控软件、数据采集和处理系统组成。

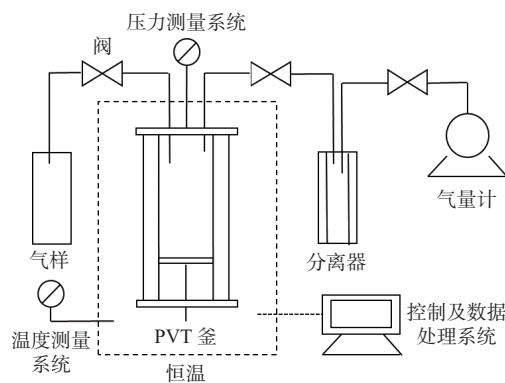


图 1 超高压全可视 PVT 测试系统结构示意图

Fig.1 Structure of ultra-high pressure and fully visual PVT test system

1.2 试验流程

对天然气样品在恒压下进行单次闪蒸试验, 测量单次脱气量, 并对其进行色谱分析, 以获取地层条件下的天然气偏差系数。具体试验流程如下:

- 1) 洗净吹干 PVT 筒及管线, 对仪器进行试温试压, 记录室温和压力, 保持 PVT 筒和测高计垂直;
- 2) 准备好气样;
- 3) 读取正基, 再将气样转入到 PVT 筒中;
- 4) 将其稳定至试验温度和试验压力下静置 1 h, 读取 PVT 筒中气样的体积;
- 5) 缓慢开启 PVT 筒内的排气阀门, 在恒温恒压下将其排放, 用气量计测量排气量, 关闭排气阀门, 记录 PVT 筒内的气体体积;
- 6) 重复步骤 3) — 步骤 5), 进行多次天然气样偏差系数测试, 至少有 3 次测试值相对误差小于 2% 时停止。

1.3 试验结果

现取我国塔里木地区 2 个不同组分的天然气样品(记为样品 1 和样品 2)进行高温高压 PVT 试验研

究,采用 HP-5890 气相色谱仪分析样品的组分,具体测量结果见表 1。

根据试验结果,可得出天然气样品 1 的性质:平均相对分子质量为 19.54,相对密度为 0.674,拟临界压力 $p_{pc}=4.66$ MPa,拟临界温度 $T_{pc}=214.82$ K;天然气样品 2 的性质:平均相对分子质量为 17.11,相对密度为 0.712,拟临界压力 $p_{pc}=4.61$ MPa,拟临界温度 $T_{pc}=196.11$ K。

本试验测定了温度 383.15~423.15 K、压力 0~120 MPa 下 284 组天然气的偏差系数,结果如图 2 所示(图 2(b)和图 2(d)分别为图 2(a)和图 2(c)中红色虚线框内的局部放大图)。

从图 2 可以看出,天然气偏差系数在低压下随温度升高而增大,高压下随温度升高而减小,但总体差别较小;压力相同时气体偏差系数在温差 30 °C 下的最大差值小于 0.1,说明温度对气体偏差系数的影响不大,与于洋等人^[7]的试验结果类似;当压力低于 20 MPa 时,天然气偏差系数随压力升高而减小,且呈现出复杂的非线性关系;当压力高于 20 MPa 时,天然气偏差系数随压力升高大致呈线性增大,不同温度下的趋势相似。

表 1 样品 1 和样品 2 天然气组分分析结果

Table 1 Analysis of natural gas components of sample 1 and sample 2

组分	含量, %	
	样品1	样品2
二氧化碳	1.782	0.53
氮气	0.302	0.66
甲烷	81.493	95.04
乙烷	12.042	2.46
丙烷	2.606	0.44
异丁烷	0.445	0.11
正丁烷	0.518	0.12
异戊烷	0.162	0.06
正戊烷	0.132	0.05
己烷	0.150	0.10
庚烷	0.096	0.10
辛烷	0.071	0.12
壬烷	0.029	0.06
癸烷	0.028	0.03
十一烷及以上	0.145	0.11

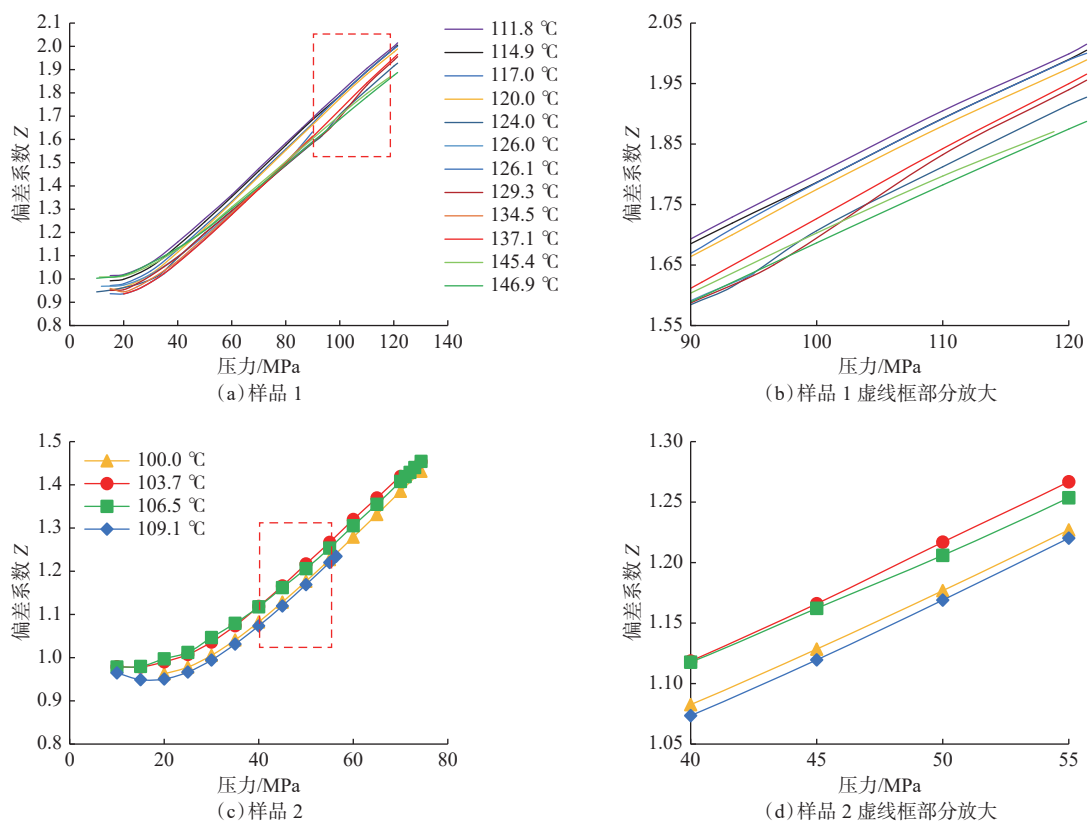


图 2 试验条件下天然气样品 1 和样品 2 偏差系数的分布规律

Fig.2 Distribution law of deviation factor of natural gas of sample 1 and sample 2 under experimental conditions

2 高压下天然气偏差系数新模型的建立

通过分析常用天然气偏差系数计算方法(见表 2, 符号含义见相关文献),发现大多通过对 S-K 图版(如图 3(a)所示)^[17-18, 32]采用不同拟合方法得到,但其在高拟对比温度时,曲线间的间隔较大,数据点较少,拟合误差均较大,在超深层高压油气藏的适用性较差。因此,笔者将通过对 S-K 图版拟合以及

与本文试验数据和公共试验数据^[11, 33-37]相结合的方式建立适用于超深层高压条件下的偏差系数新计算模型,并与其他计算方法进行对比来验证该模型的准确性。

很多学者^[8,11,22,34,38]研究了 S-K 图版以及相关经验公式,发现偏差系数 Z 曲线在高压段具有较强的延展性,并随拟对比压力 p_{pr} 呈直线趋势。因此,本文对 S-K 图版内中高压段的线性趋势进行外推(此处 S-K 图版每条等温线上的 p_{pr} 每隔 0.1 取一个点,

表 2 常用天然气偏差系数计算方法
Table 2 Commonly used calculation method for deviation factor of natural gas

计算方法	模型形式	适用范围
Beggs-Brill法 ^[26]	$Z = A(1 - A)\exp(-B) + Cp_{pr}^D$	$0 \leq p_{pr} \leq 10.0; 1.2 \leq T_{pr} \leq 2.4$
HY法 ^[19]	$Z = \left[\frac{0.06125p_{pr}t}{\rho_{pr}} \right] \exp[-1.2(1-t)^2]$	$0.1 \leq p_{pr} \leq 24.0; 1.2 \leq T_{pr} \leq 3.0$
DPR法 ^[20]	$Z = 1 + (A_1 + A_2/T_{pr} + A_3/T_{pr}^3)\rho_{pr} + (A_4 + A_5/T_{pr})\rho_{pr}^2 + A_5A_6\rho_{pr}^5/T_{pr} + A_7(1 + A_8\rho_{pr}^2)\rho_{pr}^2 \exp(-A_8\rho_{pr}^2)/T_{pr}^3$	$0.2 \leq p_{pr} \leq 30.0; 1.05 \leq T_{pr} \leq 3.00$
DAK法 ^[21]	$Z = 1 + (A_1 + A_2/T_{pr} + A_3/T_{pr}^3 + A_4/T_{pr}^4 + A_5/T_{pr}^5)\rho_{pr} + (A_6 + A_7/T_{pr} + A_8/T_{pr}^2)\rho_{pr}^2 - A_9(A_7/T_{pr} + A_8/T_{pr}^2)\rho_{pr}^5 + A_{10}(1 + A_{11}\rho_{pr}^2)(\rho_{pr}^2/T_{pr}^3) \exp(-A_{11}\rho_{pr}^2)$	$0.2 \leq p_{pr} < 30.0; 1 < T_{pr} \leq 3$
E.Heidaryan 等的方法 ^[27]	$Z = \frac{A_1 + A_2 \ln(p_{pr}) + A_3(\ln p_{pr})^2 + A_4(\ln p_{pr})^3 + \frac{A_5}{T_{pr}} + \frac{A_6}{T_{pr}^2}}{1 + A_7 \ln(p_{pr}) + A_8(\ln p_{pr})^2 + \frac{A_9}{T_{pr}} + \frac{A_{10}}{T_{pr}^2}}$	$0.2 \leq p_{pr} \leq 15.0; 1.2 \leq T_{pr} \leq 3.0$
LXF法 ^[11]	$Z = x_{F1}p_{pr} + x_{F2}$	$0 \leq p_{pr} \leq 30.0; 1.05 \leq T_{pr} \leq 3.00$
ZGD法 ^[12]	$Z = (A_1T_{pr}^4 + A_2T_{pr}^3 + A_3T_{pr}^2 + A_4T_{pr} + A_5)p_{pr} + (A_6T_{pr}^4 + A_7T_{pr}^3 + A_8T_{pr}^2 + A_9T_{pr} + A_{10})$	$8.0 \leq p_{pr} < 30.0; 1.05 \leq T_{pr} < 3.00$
W-Z-G法 ^[23]	$Z = ap_{pr}^2 + bp_{pr} + c$	$15.0 \leq p_{pr} \leq 30.0; 1.6 \leq T_{pr} \leq 2.4$

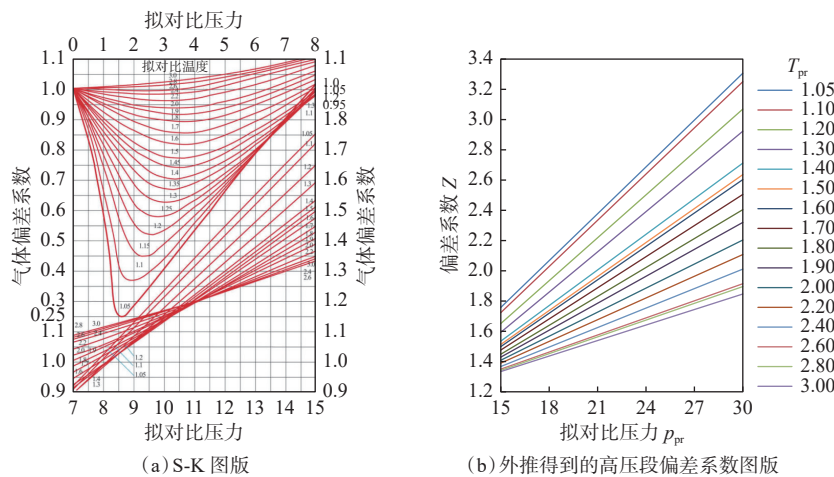


图 3 S-K 图版和外推得到的高压段偏差系数图版
Fig.3 S-K chart and extrapolated deviation factor relationship chart of high-pressure section

共 $40 \times 16 = 640$ 个数据点), 得到高压段 ($15 \leq p_{\text{pr}} \leq 30$, $1.05 \leq T_{\text{pr}} \leq 3.00$) 偏差系数图版, 如图 3(b) 所示。从图 3(b) 可以看出, 当 $T_{\text{pr}} \geq 2.0$ 时每条等温线的取值间隔较大, 即缺少部分高拟对比温度下偏差系数的数据 (如 $T_{\text{pr}} = 2.1, 2.3$ 等)。

为填补高拟对比温度下偏差系数的空缺, 经过

数据筛选与试验有效性检验, 根据 519 组公共试验数据以及 284 组本文试验数据, 建立了高压下天然气偏差系数试验数据库, 见表 3 和图 4。数据库所包含的压力 70.00~122.88 MPa, 温度 313.15~437.65 K, 覆盖了塔里木地区超深层油气藏的温度压力范围, 具有代表性, 可以提高预测模型的稳定性和鲁棒性。

表 3 高压下天然气偏差系数试验数据库

Table 3 Experimental database of deviation factor of natural gas under high pressure

数据来源	p/MPa	T/K	数据点数
文献[33]	70.00~100.00	323.15~413.15	60
文献[34]	70.00~110.00	359.79~384.85	20
文献[7]	70.00~122.88	409.85~429.85	33
文献[35]	70.00~118.89	313.20~407.20	320
文献[36]	70.00~110.00	313.15~404.55	60
文献[37]	70.00~114.68	399.25~437.65	26
本文试验数据	0~120.00	383.15~423.15	284
总计			803

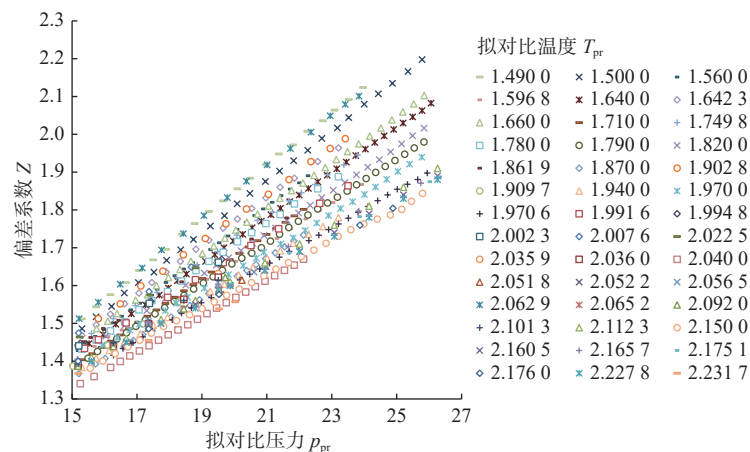


图 4 高压下天然气偏差系数试验数据库

Fig.4 Experimental database of deviation factor of natural gas under high pressure

基于所得到的数据库以及 S-K 图版外推得到的高压段偏差系数, 将天然气偏差系数 Z 与拟对比压力 p_{pr} 设为线性关系式, 即:

$$Z = A(T_{\text{pr}})p_{\text{pr}} + B(T_{\text{pr}}) \quad (1)$$

其中

$$p_{\text{pr}} = \frac{p}{p_{\text{pc}}} \quad (2)$$

$$T_{\text{pr}} = \frac{T}{T_{\text{pc}}} \quad (3)$$

$$p_{\text{pc}} = \sum x_i p_{\text{ci}} \quad (4)$$

$$T_{\text{pc}} = \sum x_i T_{\text{ci}} \quad (5)$$

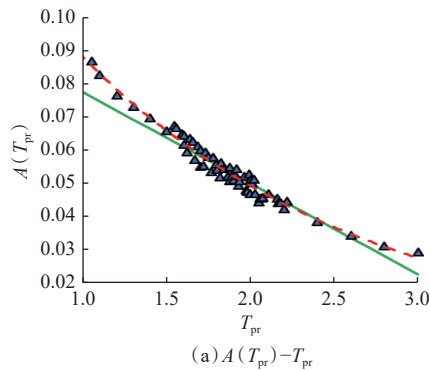
式中: $A(T_{\text{pr}})$, $B(T_{\text{pr}})$ 均为 T_{pr} 的函数; T_{pr} 为拟对比温度; p_{pr} 为拟对比压力; p_{pc} 为拟临界压力, MPa; T_{pc} 为拟临界温度, K; p_{ci} 为组分 i 的临界压力, MPa; T_{ci} 为组分 i 的临界温度, K; x_i 为组分 i 的摩尔分数。

求解步骤: 首先根据图 3(b) 中的数据、公共试验数据以及本文试验数据, 按照不同拟对比温度, 分别将偏差系数和拟对比压力拟合为式(1)的直线形式。

通过上述方法得到 $A(T_{\text{pr}})$ 和 $B(T_{\text{pr}})$ 的系数集合, 如图 5 所示。图 5 中, 红色虚线表示数据点的变化趋势, 通过对比不同拟合方式得出 $A(T_{\text{pr}})$ 与拟对

比温度 T_{pr} 呈指数关系、 $B(T_{pr})$ 与拟对比温度 T_{pr} 呈对数关系时误差最小; 绿线表示以线性趋势拟合, 可以看出, 该线与数据点的总体变化趋势相差较大。因此, 分别进行 $A(T_{pr})$ 与 T_{pr} 的指数拟合和 $B(T_{pr})$ 与 T_{pr} 的对数拟合, 得到式(6)和式(7)。

$$A(T_{pr})=0.157\,5e^{-0.581T_{pr}}\tag{6}$$



$$B(T_{pr})=0.746\,5\ln T_{pr}+0.140\,1\tag{7}$$

将式(6)和式(7)代入式(1), 得到高压下偏差系数计算模型(见式(8)), 该模型的适用范围为: $15\leq p_{pr}\leq 30, 1.05\leq T_{pr}\leq 3.00$ 。

$$Z=(0.157\,5e^{-0.581T_{pr}})p_{pr}+(0.746\,5\ln T_{pr}+0.140\,1)\tag{8}$$

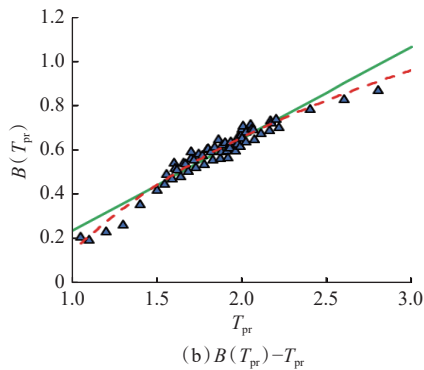


图 5 $A(T_{pr})$ 和 $B(T_{pr})$ 分别与拟对比温度 T_{pr} 的关系

Fig.5 Relationship of $A(T_{pr})$ and $B(T_{pr})$ with temperature T_{pr} respectively

3 高压下新模型与其他方法的对比

使用新计算模型(式(8))与表 2 中部分常用方法, 分别计算本文试验天然气样品 1 和样品 2 在不

同温度 ($T_{pr}=1.71, 1.90$ 和 2.18) 高压段 ($15\leq p_{pr}\leq 30$) 条件下的偏差系数, 并与实测结果进行对比, 计算其相对误差, 同时选用 Yan Kele 等人^[39] 在 408.0 K ($T_{pr}=2.13$) 下的试验数据作为额外验证实例, 计算结果见表 4 和图 6。由于 HY 法和 DPR 法适用于中低

表 4 新模型计算值与实测值相对误差

Table 4 Relative error between calculated and experimental results of new model

本文试验数据						文献[39]试验数据	
$T_{pr}=1.71$		$T_{pr}=1.90$		$T_{pr}=2.18$		$T_{pr}=2.13$	
p_{pr}	相对误差, %	p_{pr}	相对误差, %	p_{pr}	相对误差, %	p_{pr}	相对误差, %
22.13	1.66	23.42	0.77	26.28	0.15	22.49	1.03
21.57	1.77	22.95	0.37	25.97	0.06	21.96	0.87
21.28	1.75	22.36	0.50	24.89	0.06	21.32	0.65
20.71	1.74	21.68	0.55	23.81	0.12	20.90	0.51
20.15	1.79	21.05	0.57	22.73	0.02	20.58	0.38
19.57	1.80	20.37	0.37	21.64	0.21	20.26	0.27
19.02	1.91	19.74	0.20	20.56	0.02	19.83	0.08
18.45	1.90	19.11	0.46	19.48	0.11	19.30	0.08
17.88	1.97	18.43	0.48	18.40	0.07	18.83	0.23
17.32	1.69	17.79	0.61	17.31	0.08	18.51	0.37
16.75	1.86	17.12	0.45	16.23	0.12	18.12	0.53
16.19	1.84	16.48	0.46	15.15	0.11		
15.62	1.96	15.81	0.30			15.54	1.69
15.03	1.61					15.20	1.90
平均	1.80		0.47		0.09		0.78

压条件,在高压条件下误差较大,因此图6中未展示这2种方法的计算结果。同时,根据不同方法计算

结果与实测结果的相对误差分别计算平均相对误差,计算结果见表5。

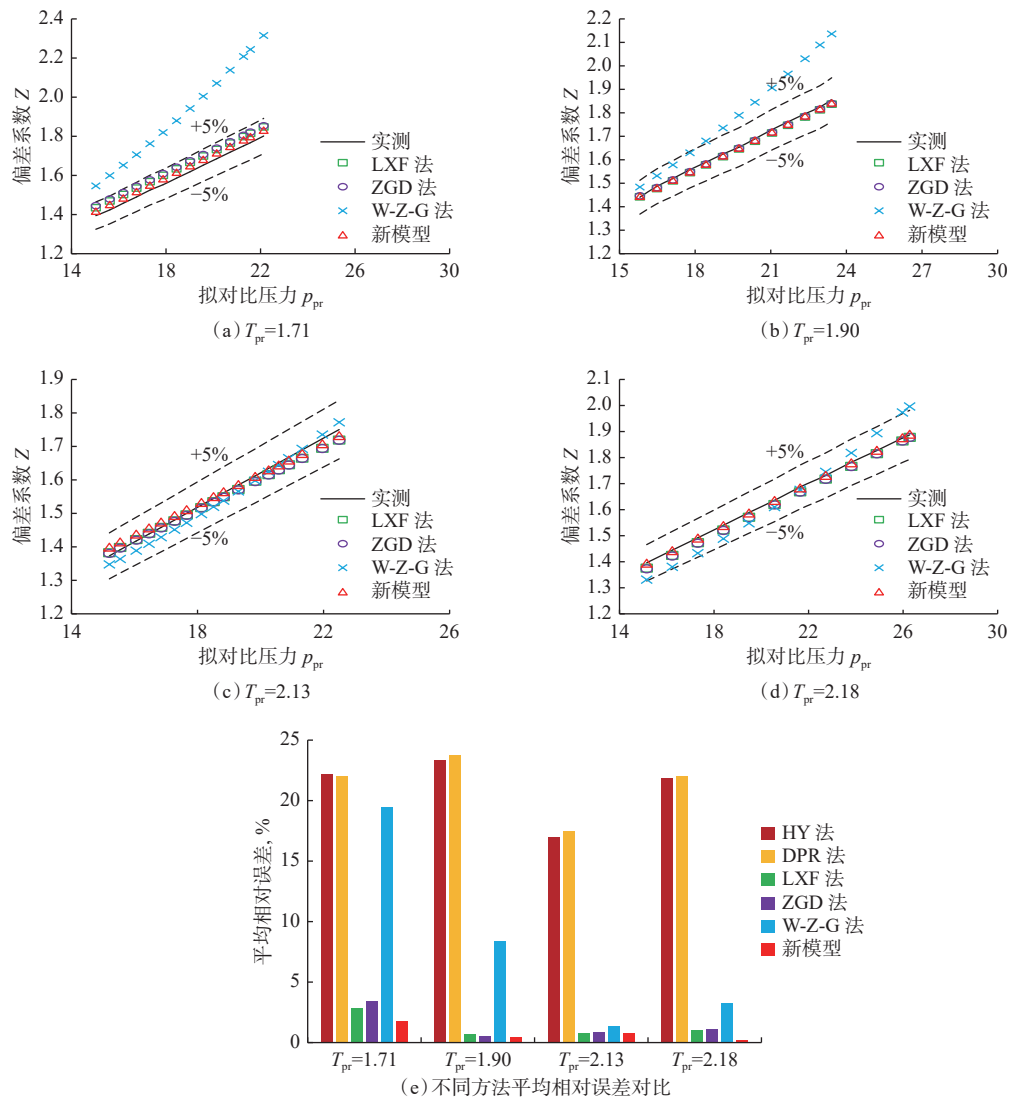


图6 新模型以及不同计算方法与实测天然气偏差系数对比

Fig.6 Comparison of deviation factor of natural gas of new model and different calculation methods with measured data

由计算结果可知,拟对比压力高时, HY 法和 DPR 法的计算结果与实测结果相差较大,与李相方^[11]、管虹翔^[38]等学者的研究结果相同,有部分学者针对这一问题采用重新拟合以及引入修正系数的方法对其进行改进,但在实际应用中精度仍有所下降^[22]; W-Z-G 法计算结果不稳定,适用范围小; LXF 法和 ZGD 法相比于其他方法能更好地反映真实的偏差系数。从表5可以看出, HY 法和 DPR 法的平均相对误差均大于 15%,不能真实反映实际偏差系数; LXF 法和 ZGD 法的平均相对误差均小于 4%,其中 LXF 法的准确度更高;虽然 W-Z-G 法的平均相对误差在 $T_{pr}=2.13$ 和 $T_{pr}=2.18$ 时小于 4%,但其在 $T_{pr}=$

1.71 和 $T_{pr}=1.90$ 时均大于 8%,说明其适用范围小,在温度和压力发生变化时计算精度波动较大。

同时,通过上述研究得出,新模型在高压段的相对误差均小于 2%,且在 105 MPa ($p_{pr}=22.73$, $T_{pr}=2.18$) 的高压下仅有 0.02%。从图6可以看出,新模型相对于其他计算方法与实测结果更加接近,能更好地反映真实的天然气偏差系数,可见该方法在高压条件下具有较高的精度,可以满足超深层高压油气藏天然气偏差系数计算的实际需要,使天然气密度、黏度、体积系数和压缩系数等物性参数的计算更加准确,从而可以为高压油气藏钻采过程中的井控作业、储量预测等提供理论指导。

表 5 不同计算方法平均相对误差对比

Table 5 Comparison of average relative errors of different calculation methods

拟对比温度	平均相对误差, %					
	HY法	DPR法	LXF法	ZGD法	W-Z-G法	新模型
$T_{pr}=1.71$	22.23	22.02	2.89	3.39	19.46	1.80
$T_{pr}=1.90$	23.38	23.73	0.67	0.51	8.38	0.47
$T_{pr}=2.13^{[39]}$	17.00	17.47	0.80	0.83	1.33	0.78
$T_{pr}=2.18$	21.86	22.04	0.99	1.09	3.22	0.09

4 结 论

1)通过采用高温高压 PVT 特性测量系统,对我国塔里木地区不同组分的天然气样品进行了 PVT 特性试验,共获得了 284 组天然气偏差系数试验数据。基于这些试验数据、天然气偏差系数的 S-K 图版外推得到的高压部分拟合数据以及公开文献中的试验数据(共 1 443 组高压段数据),建立了天然气偏差系数试验数据库。

2)利用多元非线性拟合的数值方法,改进了现有模型,提出了一种新的偏差系数计算模型。实验验证表明,在高压段该模型的相对误差保持在 2% 以内,尤其在 $T_{pr}=2.18$ 下的高压段平均相对误差仅为 0.02%,可为工程实际应用提供可靠的依据。

3)与油气藏工程中常用的方法对比显示,本文提出的模型具有更高的计算精度,平均相对误差均小于 2%,明显优于其他计算方法。这将有效提升高压油气井钻采过程中井下参数计算以及储量计算的准确性,为超深层高压油气藏安全高效钻采提供指导与帮助。

参 考 文 献

References

[1] 李月清. 超深层油气资源接续潜力巨大 [J]. 中国石油企业, 2023(7): 50–51.
LI Yueqing. Great potential for hydrocarbon resource succession in ultra-deep depth[J]. China Petroleum Enterprise, 2023(7): 50–51.

[2] 何立成, 唐波. 准噶尔盆地超深井钻井技术现状与发展建议 [J]. 石油勘探技术, 2022, 50(5): 1–8.
HE Licheng, TANG Bo. The up to date technologies of ultra-deep well drilling in Junggar basin and suggestions for further improvements[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(5): 1–8.

[3] 孙贺东, 曹雯, 李君, 等. 提升超深层超高压气藏动态储量评价可靠性的新方法: 物质平衡实用化分析方法 [J]. 天然气工业, 2020, 40(7): 49–56.
SUN Hedong, CAO Wen, LI Jun, et al. A material balance based practical analysis method to improve the dynamic reserve evaluation reliability of ultra-deep gas reservoirs with ultra-high

pressure[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(7): 49–56.

[4] 肖香姣, 闫柯乐, 王海应, 等. 一种预测超高压气藏压缩因子的新方法 [J]. 天然气工业, 2012, 32(10): 42–46.
XIAO Xiangjiao, YAN Kele, WANG Haiying, et al. A new approach to predicting the compressibility factor of ultra high-pressure gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(10): 42–46.

[5] 陈丽群, 孙雷, 张立强, 等. 超高压气藏天然气偏差因子计算方法分析 [J]. 油气藏评价与开发, 2012, 2(6): 24–27.
CHEN Liqun, SUN Lei, ZHANG Liqiang, et al. Study on natural gas Z-factor computing methods of overpressured gas reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2012, 2(6): 24–27.

[6] 刘传喜, 刘华, 王卫红. 基于物质平衡法确定超高压气藏动态储量的新方法 [J]. 天然气工业, 2009, 29(12): 68–70.
LIU Chuanxi, LIU Hua, WANG Weihong. New material balance-based methods of determining the dynamic reserves of ultra-high pressure gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 68–70.

[7] 于洋, 谢南星, 叶长青, 等. 超高压气藏天然气偏差系数计算方法研究 [J]. 天然气与石油, 2021, 39(5): 66–73.
YU Yang, XIE Nanxing, YE Changqing, et al. Study on calculation method of deviation factor of natural gas in ultra-high pressure gas reservoir[J]. Natural Gas and Oil, 2021, 39(5): 66–73.

[8] 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.

[9] 李旭成, 曹建, 梁静, 等. 超高压气井储量计算方法研究 [J]. 天然气技术与经济, 2018, 12(4): 35–37.
LI Xucheng, CAO Jian, LIANG Jing, et al. Reserve calculation methods for extra-high-pressure gas wells[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2018, 12(4): 35–37.

[10] 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(自然科学版), 2001, 25(6): 45–46.
LI Xiangfang, GANG Tao, ZHUANG Xiangqi, et al. A analytical model with high precision for calculating compressibility factor of high-pressure gas[J]. Journal of the University of Petroleum, China, 2001, 25(6): 45–46.

[11] 李相方, 任美鹏, 胥珍珍, 等. 高精度全压力全温度范围天然气偏差系数解析计算模型 [J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(6): 57–62.
LI Xiangfang, REN Meipeng, XU Zhenzhen, et al. A high-precision and whole pressure temperature range analytical calculation model of natural gas Z-factor[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(6): 57–62.

[12] 张国东, 李敏, 柏冬岭. 高压超高压天然气偏差系数实用计算模型: LXF 高压高精度天然气偏差系数解析模型的修正 [J]. 天然气工业, 2005, 25(8): 79–80.
ZHANG Guodong, LI Min, BAI Dongling. Practical calculating

- model of gas deviation factor with high and super-high pressure: Correction of the analytical model for the deviation coefficient of LXF high-pressure and high-precision natural gas[J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(8): 79–80.
- [13] 沈伟军, 李熙喆, 刘晓华, 等. 异常高压气藏偏差系数计算方法筛选与推荐[J]. *科学技术与工程*, 2014, 14(31): 204–208.
- SHEN Weijun, LI Xizhe, LIU Xiaohua, et al. The selections and recommendations of calculating deviation factor methods for abnormally pressured gas reservoirs[J]. *Science Technology and Engineering*, 2014, 14(31): 204–208.
- [14] 董萌. 天然气压缩因子计算方法对比及应用[D]. 大庆: 东北石油大学, 2015.
- DONG Meng. Comparison methods of compression factor of natural gas and its application[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2015.
- [15] 王辉, 李木盛, 陈荟宇. 准确度更高的高含硫天然气压缩因子计算方法[J]. *石油与天然气化工*, 2022, 51(6): 50–60.
- WANG Hui, LI Musheng, CHEN Huiyu. More accurate compression factor calculation method for high sulfur gas[J]. *Chemical Engineering of Oil and Gas*, 2022, 51(6): 50–60.
- [16] 陈磊, 耿耿, 景红. 东海某气田天然气偏差系数实验及计算模型评价研究[J]. *海洋石油*, 2022, 42(4): 36–41.
- CHEN Lei, GENG Geng, JING Hong. Study on gas deviation factor experiment and calculation model evaluation of a gas field in east China sea[J]. *Offshore Oil*, 2022, 42(4): 36–41.
- [17] STANDING M B, KATZ D L. Density of natural gases[J]. *Transactions of the AIME*, 1942, 146(1): 140–149.
- [18] KATZ D L, CORNELL D, KOBAYASHI R, et al. Handbook of natural gas engineering[M]. New York: McGraw-Hill Book Company, Inc., 1959: 106–107, 710–717.
- [19] HALL K R, YARBOROUGH L. A new equation of state for Z-factor calculations[J]. *Oil and Gas Journal*, 1973, 71(25): 82–92.
- [20] DRANCHUK P M, PURVIS R A, ROBINSON D B. Computer calculation of natural gas compressibility factors using the standing and Katz correlation[R]. PETSOC-73-112, 1973.
- [21] DRANCHUK P M, ABOU-KASSEM H. Calculation of Z factors for natural gases using equations of state[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1975, 14(3): 34–36.
- [22] 王艺晨, 叶继根, 吴淑红. 基于对勾函数的新型天然气压缩因子计算关联式[J]. *石油与天然气化工*, 2021, 50(5): 38–43.
- WANG Yichen, YE Jigen, WU Shuhong. A new correlation for calculating natural gas compressibility factor based on hook function[J]. *Chemical Engineering of Oil and Gas*, 2021, 50(5): 38–43.
- [23] 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.
- [24] 张立侠, 郭春秋. 天然气偏差因子计算新方法[J]. *石油与天然气化工*, 2019, 48(1): 91–98.
- ZHANG Lixia, GUO Chunqiu. A new method for determining the natural gas compressibility factor[J]. *Chemical Engineering of Oil and Gas*, 2019, 48(1): 91–98.
- [25] ORODU K B, OKORO E E, IJALAYE O K, et al. Gas compressibility factor explicit correlations for range of pseudo reduced temperature and pressure[J]. *Flow Measurement and Instrumentation*, 2019, 67: 176–185.
- [26] BEGGS D H, BRILL J P. A study of two-phase flow in inclined pipes[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, 25(5): 607–617.
- [27] HEIDARYAN E, SALARABADI A, MOGHADASI J. A novel correlation approach for prediction of natural gas compressibility factor[J]. *Journal of Natural Gas Chemistry*, 2010, 19(2): 189–192.
- [28] MAHMOUD M. Development of a new correlation of gas compressibility factor (Z-factor) for high pressure gas reservoirs[J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 2014, 136(1): 012903.
- [29] MOHAMADI-BAGHMOLAEI M, AZIN R, OSFOURI S, et al. Prediction of gas compressibility factor using intelligent models[J]. *Natural Gas Industry B*, 2015, 2(4): 283–294.
- [30] CHAMKALANI A, ZENDEHBOUDI S, CHAMKALANI R, et al. Utilization of support vector machine to calculate gas compressibility factor[J]. *Fluid Phase Equilibria*, 2013, 358: 189–202.
- [31] GHANEM A, GOUDA M F, ALHARTHY R D, et al. Predicting the compressibility factor of natural gas by using statistical modeling and neural network[J]. *Energies*, 2022, 15(5): 1807.
- [32] 李定军. 异常高压气藏天然气偏差系数的确定[J]. *石油实验地质*, 2012, 34(6): 656–658.
- LI Dingjun. Determination of gas deviation factor for abnormal overpressure gas reservoir[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2012, 34(6): 656–658.
- [33] 郭绪强, 王峰, 陈光进. 超高压天然气压缩因子的实验测定[J]. *石油勘探与开发*, 1999, 26(6): 84–85.
- GUO Xuqiang, WANG Feng, CHEN Guangjin. Measurement of the compressibility factor of natural gases at super high pressure[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1999, 26(6): 84–85.
- [34] 冀光, 夏静, 罗凯, 等. 超高压气藏气体偏差因子的求取方法[J]. *石油学报*, 2008, 29(5): 734–737.
- JI Guang, XIA Jing, LUO Kai, et al. Determination of natural gas deviation factor of ultra-high pressured gas reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(5): 734–737.
- [35] SUN Changyu, LIU Huang, YAN Kele, et al. Experiments and modeling of volumetric properties and phase behavior for condensate gas under ultra-high-pressure conditions[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2012, 51(19): 6916–6925.
- [36] HU Yongle, LUO Kai, LI Baozhu, et al. Phase behaviour and properties of HPHT gas condensate systems[R]. SPE 104423, 2006.
- [37] LIU Huang, WU Yiming, GUO Ping, et al. Compressibility factor measurement and simulation of five high-temperature ultra-high-pressure dry and wet gases[J]. *Fluid Phase Equilibria*, 2019, 500: 112256.
- [38] 管虹翔, 段国喜, 齐桃, 等. 一种新型天然气压缩因子数值计算方法[J]. *特种油气藏*, 2011, 18(2): 85–88.
- GUAN Hongxiang, DUAN Guoxi, QI Tao, et al. A new computing method of gas compressibility factor[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2011, 18(2): 85–88.
- [39] YAN Kele, LIU Huang, SUN Changyu, et al. Measurement and calculation of gas compressibility factor for condensate gas and natural gas under pressure up to 116 MPa[J]. *The Journal of Chemical Thermodynamics*, 2013, 63: 38–43.