

GERG-2008 方程计算天然气压缩因子及烃露点

张 镨^{1,2} 周 理^{1,2} 鲁 春^{1,2} 何 力³ 王晓莉⁴ 赵 红⁴

1. 中国石油西南油气田公司天然气研究院 2. 中国石油天然气集团有限公司天然质量控制与能量计量重点实验室

3. 国家管网集团广东管网有限公司 4. 中国石油西南油气田公司四川华油集团有限责任公司

摘要：GERG-2008 方程是国际标准 ISO 20765-2 推荐的天然气热物性参数计算方法，全面评估 GERG-2008 方程对不同组成、不同相态天然气的压缩因子、密度及天然气烃露点的计算准确性，对于合理选用天然气物性参数计算方法、提升天然气物性计算准确性及质量控制水平都具有重要的意义。为此，在收集大量实验数据的基础上，评估了用 GERG-2008 和 AGA8-92DC 方程计算气态天然气密度（压缩因子）的准确性，以及用 GERG-2008 方程计算高含硫天然气压缩因子、LNG 密度及天然气烃露点的准确性。研究结果表明：①对标准规定的组成较简单的管输天然气，GERG-2008 与 AGA8-92DC 方程的密度计算准确度相当，在管输温度、压力范围内，准确度均在 $\pm 0.10\%$ 以内；②对重组分含量相对较高的天然气，当临界凝析温度接近计算温度时，在管输天然气压力下，上述两个方程的密度计算准确性均变差，GERG-2008、AGA8-92DC 方程的相对平均绝对值偏差分别约为 0.30% 和 0.50%，前者表现略优；③ GERG-2008 用于 C_5^+ 摩尔分数低于 0.20% 的 LNG 的密度计算时，与测试值相对平均绝对值偏差小于 0.10%；④ GERG-2008 可用于不含或含微量 C_6^+ 同分异构体天然气的烃露点计算，其准确度优于 PR 或 SRK 类状态方程。结论认为，GERG-2008 方程具有准确、全面的天然气物性计算能力，可在天然气工业多个环节得以广泛应用，建议天然气行业相关组织加快制订相关国家标准。

关键词：GERG-2008 方程；AGA8-92DC 方程；管输天然气；高含硫天然气；压缩因子；LNG 密度；烃露点；国家标准

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.07.015

Calculation of natural gas compressibility factor and hydrocarbon dew point by the GERG-2008 equation

ZHANG Pu^{1,2}, ZHOU Li^{1,2}, LU Chun^{1,2}, HE Li³, WANG Xiaoli⁴, ZHAO Hong⁴

(1. Research Institute of Natural Gas Technology, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610213, China; 2. CNPC Key Laboratory of Natural Gas Quality and Energy Measurement, Chengdu, Sichuan 610213, China; 3. PipeChina Guangdong Pipeline Network Co., Ltd., Guangzhou, Guangdong 510530, China; 4. Sichuan Huayou Group Corporation Limited, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Natural Gas Industry, Vol.41, No.7, p.134-143, 7/25/2021. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The GERG-2008 equation is recommended in international standard ISO 20765-2 to calculate the thermodynamic properties of natural gas. Comprehensively evaluating the accuracy of GERG-2008 equation in calculating the compressibility factor, density and dew point of natural gas with different compositions and phase states is of great significance to select the calculation method of natural gas thermodynamic properties appropriately and to improve the natural gas quality control level. After collecting abundant experimental data, this paper evaluates and compares the calculation accuracy of the GERG-2008 and AGA8-92DC equations on the density (compression factor) of gaseous natural gas, and evaluates the calculation accuracy of GERG-2008 on the compression factor of high-sulfur natural gas, on the density of LNG and on the hydrocarbon dew points of natural gas. The following research results can be obtained. Firstly, as for the pipeline natural gas with simple compositions as stipulated in the standard, the accuracy of GERG-2008 equation is similar to the AGA8-92DC equation on the density calculation, which is within $\pm 0.10\%$ under pipeline transmission temperature and pressure. For natural gas with high content of heavy compositions, when the critical condensation temperature is close to the calculation temperature, both equations' density calculation accuracy get worse under the pipeline natural gas pressure and their relative average absolute deviation is 0.30% and 0.50%, respectively. The GERG-2008 equation is slightly superior to the AGA8-92DC equation. Secondly, when the GERG-2008 equation is used to calculate the density of LNG with C_5^+ mole fraction lower than 0.20%, its relative average absolute deviation from the measurement results is lower than 0.10%. Thirdly, the GERG-2008 equation can be used to calculate the hydrocarbon dew point of natural gas without or with trace C_6^+ isomers. Its calculation accuracy is higher than that by PR or SRK equations of state. In conclusion, the GERG-2008 equation is capable of calculating the physical property of natural gas accurately and comprehensively and can be widely applied in natural gas industry. Therefore, it is recommended that the relevant organizations of natural gas industry speed up the formulation of relevant national standards.

Keywords: GERG-2008 equation; AGA8-92DC equation; Pipeline natural gas; High-sulfur natural gas; Compression factor; LNG density; Hydrocarbon dew point; National standard

作者简介：张镨，1986 年生，博士；主要从事天然气分析测试、天然气物性参数及天然气处理工艺方面的研究工作。地址：（610213）四川省成都市天府新区天研路 218 号。ORCID: 0000-0001-7658-3650。E-mail: zhang_pu@petrochina.com.cn

0 引言

2015 年，国际标准化组织天然气技术委员会 (ISO/TC 193) 发布了采用 GERG-2008 方程^[1-2]来计算扩展温度、压力范围内的天然气热物性参数的国际标准 ISO 20765-2^[3]。ISO 20765-2 适用的压力、温度范围为 0 ~ 70.0 MPa 和 60.0 ~ 700.0 K，与 2005 年发布的以 AGA8-92DC 为基础的天然气热物性参数计算标准 ISO 20765-1^[4]及 2006 年修订的天然气压缩因子计算系列标准 ISO 12213-2^[5]相比，其不但可用于管输天然气压缩因子、声速等热物性参数的计算，还适用于致密天然气及液相天然气的压缩因子、密度、声速、焓、熵等热物性参数计算，同时，GERG-2008 方程还可开展天然气气液相平衡的计算，

能够用于天然气烃露点、泡点的预测^[6]。

自美国燃气协会 (AGA) 于 1992 年发布了专门用于天然气压缩因子计算的 AGA8 号报告^[7]以来，因其公认的准确度 ($\pm 0.10\%$ 以内)，AGA8-92DC 方程在天然贸易交接计量^[8]、天然气长输管线输差分析控制^[9]领域都发挥了十分积极关键的作用。从单纯计算天然气压缩因子到适用于气相、液相天然气包括压缩因子、密度、声速、比热、焓、熵等热力学物性的计算，天然气物性参数计算的标准方法主要经历了如表 1 所示的 3 个阶段的发展历程，目前该类标准方法的适用范围仍在不断拓展之中，如 ISO/TC 193 正在开展基于 GERG-2008 方程的天然气气液相平衡、天然气黏度计算等国际标准的制订工作。

表 1 天然气物性参数计算方法发展简介表

组织	年份	报告 / 标准	主要内容
AGA	1992	AGA8 号报告 (第 1 版) ^[7]	压缩因子计算：详细组成方法 (AGA8-92DC)、物性参数方法 (SGERG-88)
	2003	AGA10 号报告 ^[10]	在 AGA8 号报告详细组成方法 (AGA8-92DC) 基础上，使用理想气体等压比热容、焓和熵为基础参数开发的声速计算方法
	2017	AGA8 号报告 (第 3 版) ^[11-12]	包含两部分：第一部分整合了 AGA8 号报告 (第 1 版) 和 AGA10 号报告；第二部分采用 GERG-2008 方法，涵盖了 ISO 20765-2 的主要内容，同时对该方程用于气液两相相平衡的计算方法做了简要说明
ISO	1997	ISO 12213-2 ^[5]	同 AGA8 号报告 (第 1 版)，2006 年发布新版
	2005	ISO 20765-1 ^[4]	在 ISO 12213-2 详细组成方法 (AGA8-92DC) 基础上使用理想气体等压比热容、焓和熵为基础参数，基于无量纲 Helmholtz 自由能开发压缩因子、密度、声速、焓和熵计算方法
	2015	ISO 20765-2 ^[3]	采用 GERG-2008 方程计算天然气的气、液相压缩因子、密度、声速、焓和熵等

当前，我国国家系列标准 GB/T 17747.2^[13]修改采用了 ISO 12213-2 用于天然气压缩因子的计算，《天然气热力学性质计算 第 1 部分：GB/T 30491.1》^[14]等同采用了 ISO 20765-1，这两个标准算法均基于 AGA8-92DC 方程，对基于 GERG-2008 方程发布的适用范围更为广泛的国际标准 ISO 20765-2，国内尚未转化形成国家标准。全面评估 GERG-2008 方程对不同组成、不同相态天然气的压缩因子、密度及天然气烃露点的计算准确性，对于合理选用天然气物性参数计算方法、提升天然气物性计算准确性及质量控制水平都具有重要的意义。

首先基于国际标准 ISO 20765-1、ISO 20765-2 编制了以 AGA8-92DC 及 GERG-2008 方程计算天然气热物性参数的计算程序，并以 ISO 12213-2、ISO 20765-1、ISO 20765-2 附录计算案例的压缩因子计算值对编制程序计算结果进行了验证；然后结合文献

报道的实验数据，开展了用 GERG-2008 和 AGA8-92DC 方程计算气态天然气密度的准确性差异评估，用 GERG-2008 方程预测高含硫天然气压缩因子、液化天然气密度及天然气烃露点的准确性验证工作，并得出相应的结论；最后基于准确性评估结果，提出了天然气行业相关组织加快转化 ISO 20765-2 及后续天然气热物性参数计算标准的建议。

1 GERG-2008 方程及计算程序验证

1.1 GERG-2008 方程

GERG-2008 方程以由密度、温度和组成表达的 Helmholtz 自由能为基础^[3]。基于无量纲 Helmholtz 自由能及其一阶、二阶微分，压缩因子、密度、声速、焓、熵及气液相平衡计算所需的逸度等参数均可以简单的代数关系式表示，所有参数及关系式的详细

信息可参考 ISO 20765-2 及本文参考文献 [2]。

1.2 方程实现程序的计算结果验证

依据 ISO 20765-1 (GB/T 30491.1) 及 ISO 20765-2 介绍的公式、参数及计算流程, 编制了采用 AGA8-92DC, GERG-2008 计算天然气压缩因子及其他物性参数的计算程序。计算示例中的气体组成信息详见各标准附录, 计算示例的温度、压力范围及数据量如表 2 所示。

表 2 标准附录计算示例的温度、压力范围及数据量值表

项目	ISO 12213-2	ISO 20765-1	ISO 20765-2
压力 /MPa	6.0 ~ 12.0	5.0 ~ 30.0	0.5 ~ 30.0
温度 /K	270.0 ~ 330.0	250.0 ~ 350.0	150.0 ~ 400.0
数据点 / 个	12×6	35×6	6×6

如前所述, ISO 12213-2 及 ISO 20765-1 均采用 AGA8-92DC 方程, ISO 20765-2 采用 GERG-2008 方程。编制程序采用 AGA8-92DC 方程的计算结果与 ISO 12213-2、ISO 20765-1 附录中压缩因子值基本完全一致, 采用 GERG-2008 方程的计算结果与 ISO 20765-2 附录中压缩因子值基本完全一致, 最大相对偏差均远小于 0.01%, 编制计算程序的正确性得到了验证。

2 天然气压缩因子 (密度) 计算值与测试值的比较

本章所收集天然气多为采用称重法配置的气体标准物质, 组成相对简单、不确定度水平高。所收集测试数据主要为密度值, 测试方法包括 Burnett 装置

法^[15]和磁悬浮密度测试法^[16], 不确定度分别为 0.10% ($k=2$)、0.02% ($k=2$)。

偏差分析使用的 3 种偏差值定义如下, 计算值与测试值的相对偏差 (RD):

$$RD = \frac{X_{\text{cal}} - X_{\text{exp}}}{X_{\text{exp}}} \times 100\% \quad (1)$$

计算值与测试值的平均绝对值偏差 (AAD) 和相对平均绝对值偏差 ($RAAD$):

$$AAD = \frac{\sum_{NP} \left| \frac{X_{i,\text{cal}} - X_{i,\text{exp}}}{X_{i,\text{exp}}} \right|}{NP} \quad (2)$$

$$RAAD = \frac{\sum_{NP} \left| \frac{X_{i,\text{cal}} - X_{i,\text{exp}}}{X_{i,\text{exp}}} \right|}{NP} \times 100\% \quad (3)$$

式中 X 表示压缩因子、密度 (kg/m^3) 或烃露点温度 (K); NP 表示测试数据点, 个; 下角标 i 表示第 i 个数据点; 下角标 cal 表示计算值; 下角标 exp 表示实验测试值。

2.1 管输天然气密度

从文献收集了 8 个不同组成天然气共计 849 个密度测试值, 8 个天然气组成均在 ISO 12213-2 (GB/T 17747.2) 4.4 节规定的管输天然气组成范围内, 用于开展 AGA8-92DC 和 GERG-2008 方程计算密度 (压缩因子) 的准确性差异评估。

管输天然气组成范围内的天然气组成如表 3 所示, 两个方程的计算值与测试值相对平均绝对值偏差情况如表 4 所示。

表 4 为采用 AGA8-92DC 和 GERG-2008 方程对表 3 中天然气在不同压力、温度范围下的计算密度与测试密度的 $RAAD$ 值分布情况。由表 4 可以看出: ①对在管输天然气组成范围内的天然气, 在贸易交

表 3 管输天然气密度测试天然气组成表

管输天然气	摩尔分数										
	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	nC ₆	O ₂
GU1 ^{[15,17]a}	13.58%	0.99%	81.30%	3.29%	0.64%	0.10%	0.10%	—	—	—	—
GU2 ^{[15,17]a}	5.70%	7.59%	81.20%	4.31%	0.89%	0.15%	0.16%	—	—	—	—
NIST1 ^{[15,17]a}	0.27%	0.59%	96.58%	1.82%	0.41%	0.10%	0.10%	0.05%	0.03%	0.06%	—
NIST2 ^{[15,17]a}	3.13%	0.47%	90.64%	4.55%	0.83%	0.10%	0.16%	0.03%	0.05%	0.04%	—
RG2 ^{[15,17]a}	1.01%	1.50%	85.90%	8.50%	2.30%	0.35%	0.35%	0.05%	0.05%	—	—
Cristancho ^{[18]b}	—	—	100.00%	—	—	—	—	—	—	—	—
Tibaduiza ^{[19]b}	—	—	95.04%	3.96%	1.00%	—	—	—	—	—	—
Hernández ^{[20]b}	1.50%	2.00%	96.48%	—	—	—	—	—	—	—	0.02%

注: a 表示 Burnett 装置法 (文献中同时附有压缩因子和密度值); b 表示磁悬浮密度测试法; 下同。

表 4 管输天然气密度计算值与测试值的 <i>RAAD</i> 值分布表				
测试压力 范围 /MPa	测试温度 范围 /K	测试数据 / 个	密度计算值与测试 值的 <i>RAAD</i> 值	
			AGA8- 92DC	GERG- 2008
0 ~ 12.0	150.0 ~ 250.0	35	1.37%	0.30%
	250.0 ~ 280.0	234	0.03%	0.02%
	280.0 ~ 320.0	139	0.03%	0.03%
	320.0 ~ 350.0	145	0.03%	0.03%
	350.0 ~ 500.0	37	0.10%	0.12%
12.0 ~ 30.0	150.0 ~ 250.0	9	1.78%	0.32%
	250.0 ~ 280.0	6	0.24%	0.19%
	280.0 ~ 320.0	20	0.07%	0.06%
	320.0 ~ 350.0	14	0.07%	0.07%
	350.0 ~ 500.0	18	0.07%	0.08%
30.0 ~ 60.0	150.0 ~ 250.0	9	3.95%	0.55%
	250.0 ~ 280.0	—	—	—
	280.0 ~ 320.0	10	0.09%	0.06%
	320.0 ~ 350.0	12	0.06%	0.05%
	350.0 ~ 500.0	15	0.03%	0.03%
60.0 ~ 100.0	150.0 ~ 250.0	9	0.81%	0.48%
	250.0 ~ 280.0	4	0.23%	0.18%
	280.0 ~ 320.0	11	0.06%	0.04%
	320.0 ~ 350.0	10	0.08%	0.07%
	350.0 ~ 500.0	11	0.03%	0.03%
> 100.0	150.0 ~ 250.0	5	0.68%	0.51%
	250.0 ~ 280.0	8	0.25%	0.19%
	280.0 ~ 320.0	27	0.11%	0.08%
	320.0 ~ 350.0	26	0.09%	0.08%
	350.0 ~ 500.0	35	0.11%	0.12%

接计量比较关注的压力、温度范围（0 ~ 12.0 MPa、280.0 ~ 320.0 K）内，AGA8-92DC 和 GERG-2008 准确度基本相当，计算密度值与测试值的 *RAAD* 值均在 0.10% 以内；②在较高压力（大于 12.0 MPa）、250.0 ~ 500.0 K 温度范围内，GERG-2008 与 AGA8-92DC 方程计算准确度也基本相当，最大 *RAAD* 值在 0.25% 以内；③当温度介于 150.0 ~ 250.0 K，压力介于 0 ~ 30.0 MPa 时，AGA8-92DC 方程的密度计算值与实验测试值存在较大的 *RAAD* 值（最大 1.78%），这主要由于该温度范围内，个别实验点靠近相包络曲线或位于气液两相区，AGA-92DC 方程不再适用；

而 GERG-2008 方程具有更广的适用范围（0 ~ 70.0 MPa，60.0 ~ 700.0 K），其计算结果相对准确，但准确度亦低于温度较高区间。

2.2 重烃含量相对较高天然气密度

从文献收集了 12 个管输气组成范围外（重烃含量相对较高）天然气的共计 342 个密度测试值，用于开展 AGA8-92DC 和 GERG-2008 方程计算密度（压缩因子）的准确性差异评估。12 组天然气摩尔组成及采用 GERG-2008 方程计算得到临界凝析温度（ $T_{\text{max, cond}}$ ）如表 5 所示。

表 5 中临界凝析温度值一般与天然气组成中重烃含量正相关。重烃含量相对较高天然气密度值计算与测试值的 *RAAD* 值分布如表 6 所示。从表 6 可以看出，对于管输天然气组成范围外的重烃含量较高天然气，对所收集到的测试数据而言，在 0 ~ 12.0 MPa、280.0 ~ 320.0 K 的管输压力温度条件下，GERG-2008 和 AGA8-92DC 方程密度计算的 *RAAD* 值分别为 0.20% 和 0.31%，均高于对管输组成天然气小于 0.10% 的 *RAAD* 值。此外，在压力小于 30.0 MPa、250.0 ~ 500.0 K 的温度范围内，GERG-2008 方程对密度的计算表现更优；在压力高于 30.0 MPa 时，AGA8-92DC 方程的计算准确度略高，但两个模型 *RAAD* 值均大于表 4 的值。

以表 5 中最后 5 组天然气为例进一步分析 *RAAD* 值较大的原因，5 组天然气密度均在 280.0 ~ 320.0 K、0 ~ 12.0 MPa 之间测试，天然气临界凝析温度也在 243.3 ~ 291.2 K 之间呈递增趋势。图 1 给出了不同天然气临界凝析温度与计算密度的 *RAAD* 值的相关关系，可以看出，当天然气临界凝析温度越接近计算密度对应温度范围，计算值偏离实验值越厉害，其中 AGA8-92DC 和 GERG-2008 方程对临界凝析温度高于 280.0 K 的 3 组天然气密度计算的 *RAAD* 值分别约为 0.50% 和 0.30%，AGA8-92DC 偏离程度稍大。

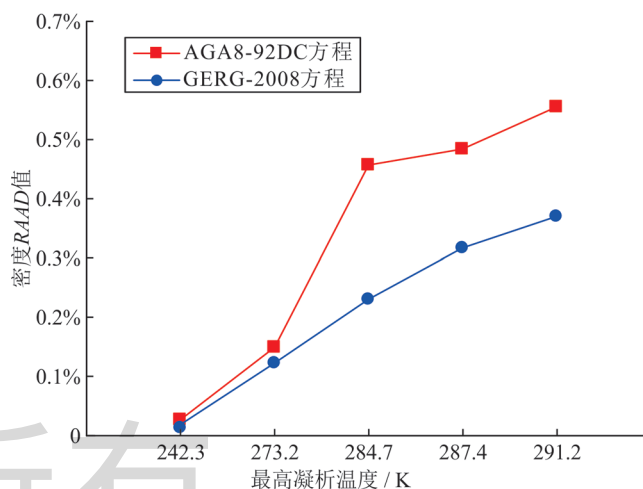
以表 5 中 Patil 天然气为例，AGA8-92DC 和 GERG-2008 计算密度与磁悬浮密度计测试值的比较结果如图 2 所示。天然气中丁烷以上重组分含量较高（ C_4^+ 摩尔分数大于 2.10%），其计算临界凝析温度为 264.1 K。对于 AGA8-92DC 方程，当压力高于 7.0 MPa 时，温度在 270.0、290.0 K 下的 *RD* 值普遍大于 0.10%，最大 *RD* 值达 0.50% 左右，呈现出测试温度越接近临界凝析温度，*RD* 值越大的规律，这进一步表明当温度接近临界凝析温度时，选用 AGA-92DC 计算天然气密度（压缩因子）的准确性下降，实际应用中需特别注意。

表 5 重烃含量相对较高天然气的组成及 $T_{\max, \text{cond}}$ 表

测试天然气	摩尔分数										$T_{\max, \text{cond}}/\text{K}$
	N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	iC_4	nC_4	iC_5	nC_5	nC_6	
Patil ^{[21-22]b}	2.03%	0.40%	90.99%	2.95%	1.51%	0.76%	0.76%	0.30%	0.30%	—	264.1
Atilhan-1 ^{[16,23-24]b}	1.70%	1.70%	89.98%	3.01%	1.51%	0.75%	0.75%	0.30%	0.30%	—	265.6
Atilhan-2 ^{[16,23-24]b}	1.70%	1.71%	89.99%	3.15%	1.58%	0.78%	0.79%	0.15%	0.15%	—	258.3
Atilhan-3 ^{[16,23-24]b}	1.71%	1.70%	89.98%	2.86%	1.43%	0.71%	0.72%	0.45%	0.45%	—	271.5
Atilhan-4 ^{[16,23-24]b}	—	—	90.00%	4.57%	2.24%	1.14%	1.15%	0.45%	0.45%	—	278.4
Karimi-1 ^{[25]b}	—	—	94.72%	—	5.28%	—	—	—	—	—	235.6
Karimi-2 ^{[25]b}	—	—	89.24%	—	10.76%	—	—	—	—	—	258.4
May-1 ^{[26]b}	—	—	93.30%	—	6.70%	—	—	—	—	—	242.3
May-2 ^{[26]b}	—	—	84.19%	—	15.81%	—	—	—	—	—	273.2
May-3 ^{[26]b}	—	—	79.31%	—	20.69%	—	—	—	—	—	284.7
May-4 ^{[26]b}	—	—	91.50%	—	7.90%	—	—	—	—	0.60%	287.4
May-5 ^{[26]b}	—	—	93.97%	—	5.25%	—	—	—	—	0.78%	291.2

表 6 重烃含量相对较高天然气密度计算值与测试值的 $RAAD$ 值分布表

测试压力 范围 /MPa	测试温度 范围 /K	测试数据 / 个	密度计算值与测试 值的 $RAAD$ 值	
			AGA8- 92DC	GERG- 2008
0 ~ 12.0	250.0 ~ 280.0	3	0.24%	0.02%
	280.0 ~ 320.0	93	0.31%	0.20%
	320.0 ~ 350.0	11	0.22%	0.19%
	350.0 ~ 500.0	8	0.30%	0.26%
12.0 ~ 30.0	250.0 ~ 280.0	42	0.26%	0.15%
	280.0 ~ 320.0	18	0.12%	0.13%
	320.0 ~ 350.0	25	0.24%	0.15%
	350.0 ~ 500.0	49	0.19%	0.14%
30.0 ~ 60.0	250.0 ~ 280.0	15	0.20%	0.19%
	280.0 ~ 320.0	9	0.14%	0.10%
	320.0 ~ 350.0	5	0.16%	0.28%
	350.0 ~ 500.0	21	0.13%	0.12%
60.0 ~ 100.0	250.0 ~ 280.0	5	0.08%	0.32%
	280.0 ~ 320.0	—	—	—
	320.0 ~ 350.0	8	0.08%	0.20%
	350.0 ~ 500.0	8	0.07%	0.20%
> 100.0	250.0 ~ 280.0	9	0.11%	0.18%
	280.0 ~ 320.0	—	—	—
	320.0 ~ 350.0	7	0.11%	0.19%
	350.0 ~ 500.0	6	0.06%	0.14%

图 1 密度 $RAAD$ 值与天然气最高凝析温度的关系图

此外, 从表 4、6 可以同时看出, AGA8-92DC、GERG-2008 对压力高于 30.0 MPa、温度高于 350.0 K 的天然气密度的计算准确度整体在 0.20% 以内, 优于文献推荐方法 1.60% 左右的 $RAAD$ 值^[27], 可用于较简单气质组成的气藏天然气压缩因子的计算。

2.3 高含硫天然气压缩因子

GERG-2008 方程可用于 ISO 20765-2 规定的中间质量天然气的热物性参数计算, 规定的中间质量天然气中硫化氢摩尔分数可达 27.00%。所收集的 10 组含硫天然气(表 7)硫化氢含量介于 6.80% ~ 70.03%, 温度、压力为地层条件参数^[28]。对于表 7 中 SG1 ~ SG7 样品(H_2S 含量小于 27.00%), GERG-2008 对 SG2 样品的压缩因子计算偏差较大,

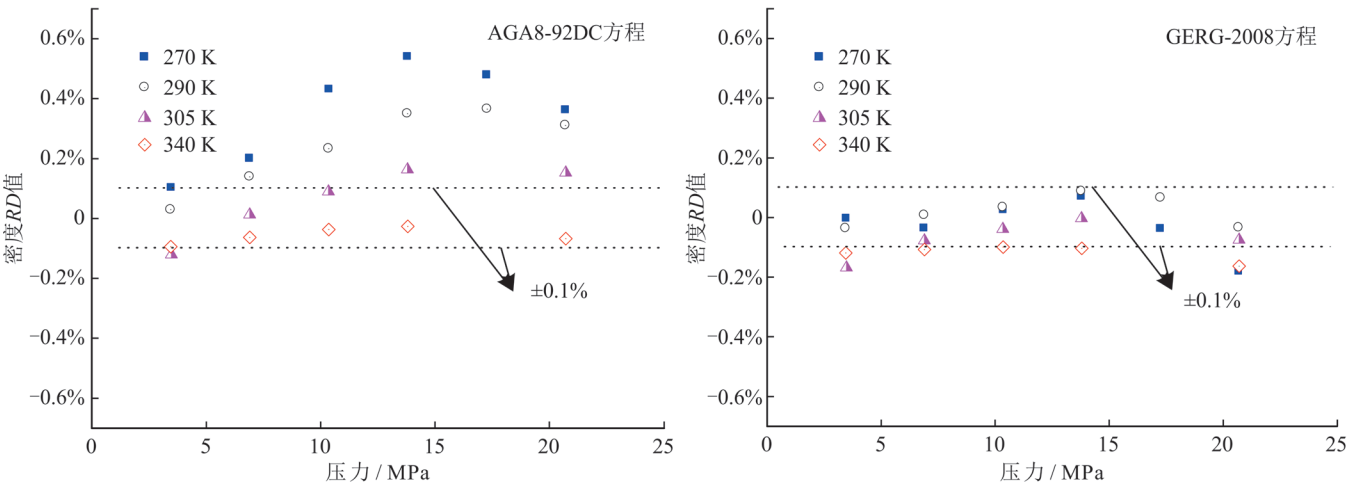


图 2 某天然气的密度计算值（AGA8-92DC、GERG-2008）与实验值的 RD 图

表 7 高含硫天然气压缩因子计算值与测试值比较表

项目	高含硫天然气									
	SG1	SG2	SG3	SG4	SG5	SG6	SG7	SG8	SG9	SG10
压缩因子测试值	0.970	0.914	0.968	0.823	0.950	0.942	0.931	0.711	0.452	0.606
计 算 值	GERG - 2008	0.963	0.889	0.962	0.825	0.951	0.940	0.929	0.731	0.619
	DPR (WA 校正)	0.955	0.886	0.957	0.823	0.951	0.946	0.924	0.716	0.433
	DAK (WA 校正)	0.953	0.883	0.954	0.822	0.949	0.939	0.921	0.715	0.437
RD 值	GERG - 2008	-0.71%	-2.70%	-0.66%	0.18%	0.06%	-0.20%	-0.21%	2.87%	3.89%
	DPR (WA 校正)	-1.55%	-3.06%	-1.14%	0.00%	0.11%	0.43%	0.75%	0.70%	-4.20%
	DAK (WA 校正)	-1.75%	-3.39%	-1.45%	-0.12%	-0.11%	-0.32%	1.07%	0.56%	-3.32%

RD 值为-2.70%，其余 RD 值均小于 1.00%，RAAD 值为 0.61%；对 SG8 ~ SG10 样品（H₂S 含量大于 27.00%），GERG-2008 对 SG9 样品的压缩因子计算差值最大，RD 值为 3.89%，其余均为 2.00% 左右。GERG-2008 方程对高含硫天然气压缩因子计算准确性整体接近或优于文献报道的结合 WA 校正方法的 DPR 和 DAK 模型^[28]。GERG-2008 用于高含硫（H₂S 含量不大于 27.00%）气藏天然气压缩因子的计算具有不错的准确性。

2.4 液化天然气密度

与 AGA8-92DC 方程限于气态天然气物性计算不同，GERG-2008 方程还可用于液化天然气（LNG）物性的计算。从本文参考文献 [29-30] 收集到 12 组不同组成 LNG（表 8）共计 360 个 LNG 密度测试值，用于 GERG-2008 对 LNG 密度计算准确性的评估，LNG 密度测试的温度范围为 100.0 ~ 180.0 K，压力范围为 0.2 ~ 9.7 MPa。

从 GERG-2008 计算得到的密度值与测试值的比

较结果可以看出，对戊烷含量较低的天然气（C₅⁺含量小于 0.10%），采用 GERG-2008 计算获得的 LNG 密度值与测试值的 RAAD 值基本小于 0.10%；对戊烷含量接近或大于 1.00% 的 LNG，采用 GERG-2008 计算获得的密度值与测试值的 RAAD 较大，如表 8 中的 LNG8，异戊烷含量为 2.99%，计算值与测试值的 RAAD 值接近 1.00%。主要的进口商品 LNG 中基本不含戊烷以上组成^[31]，GERG-2008 可计算此类组成较简单 LNG 的密度。

3 天然气烃露点计算值与测试值的比较

天然气烃露点是重要的产品指标，根据天然气组成预测不同压力下的烃露点温度，对产品质量控制和管输系统稳定高效运行都具有重要指导意义。GERG-2008 方程能用于烃露点计算，针对组成复杂程度不同的天然气，进行了 GERG-2008 方程与常用的 PR、SRK 状态方程及其改进方程对烃露点的预测表现比较。

表 8 LNG 密度计算值与测试值的比较表

测试 LNG	摩尔组成								测试数据 / 个	RAAD
	C ₁	N ₂	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅		
LNG1	81.56%	0.70%	13.37%	3.68%	—	0.69%	—	—	31	0.04%
LNG2	87.89%	0.35%	7.27%	2.93%	—	1.56%	—	—	35	0.12%
LNG3	84.64%	0.59%	12.80%	1.50%	0.22%	0.21%	0.02%	0.03%	28	0.12%
LNG4	87.97%	0.34%	7.24%	2.90%	0.64%	0.69%	0.11%	0.10%	28	0.21%
LNG5	97.89%	0.19%	1.00%	0.50%	0.18%	0.21%	0.02%	0.02%	28	0.06%
LNG6	75.04%	—	24.96%	—	—	—	—	—	28	0.01%
LNG7	88.03%	—	—	11.97%	—	—	—	—	28	0.01%
LNG8	97.01%	—	—	—	—	—	2.99%	—	42	0.97%
LNG9	99.01%	—	—	—	—	—	—	0.99%	29	0.48%
LNG10	99.00%	1.00%	—	—	—	—	—	—	28	0.01%
LNG11	97.00%	3.00%	—	—	—	—	—	—	28	0.01%
LNG12	69.79%	30.21%	—	—	—	—	—	—	27	0.02%

3.1 GERG-2008 方程组成全覆盖天然气

从文献收集 24 组配制天然气烃露点测试数据共计 626 个^[32], 配制天然气中不含 C₆⁺ 正烷烃同分异构体及 C₁₀⁺ 烷烃, 所有组分均在 GERG-2008 方程涵盖的 21 种组分之中, 天然气组成及烃露点测试结果可参考本文参考文献 [32], 烃露点的测试压力、温度范围分别为 0.1 ~ 10.5 MPa、203.1 ~ 286.6 K, 采用 GERG-2008 和其他状态方程模型的计算 ADD 值统计情况如表 9 所示。

大量数据统计分析结果可以看出, 对组成全覆盖天然气, GERG-2008 的烃露点计算结果与实验值的 AAD 值最小 (1.3 K), 计算准确度略优于 SRK (1.4 K) 及 SRK-Twu 方程 (1.5 K); 不同模型对组成较简单天然气烃露点的预测 ADD 值如图 3 所示, 从图 3 也可以直观看出, 在较高压力 (大于 6.0 MPa) 下, GERG-2008 的准确度明显较高。GERG-2008 方程总体表现优于最常采用的 PR 和 SRK 类状态方程。

3.2 含 C₆⁺ 同分异构体天然气

对于 GERG-2008 方程未涵盖的 C₆⁺ 正烷烃同分异构体, 2017 年发布的 AGA 8 号报告第二部分^[12]中, 推荐采用沸点接近的两个正烷烃组合表示, 将其含量拆分后累加至对应的正烷烃, 然后选用 GERG-2008 方程进行烃露点的计算。依据此方法, 用 GERG-2008 预测了 14 组实际天然气 (均含 C₆⁺ 同分异构体, 组成及烃露点测试值参见参考文献 [32]) 的 334 个烃露点, 并比较了其 PR、SRK 类方程得到的计算烃露点的 AAD 值, 详细情况如表 10 所示。

表 9 不同模型的配制气烃露点计算值与测试值的 AAD 值表

配制气	测试数据 / 个	烃露点模型计算值与测试值的 AAD 值 / K						GERG-2008
		SRK	PR	SRK-Twu	TST	PRSV		
SNG1	18	1.5	3.1	1.9	3.2	2.8	0.7	
SNG2	18	1.2	2.2	2.0	2.8	2.2	0.7	
SNG3	16	0.7	2.2	1.0	2.9	2.7	0.4	
SNG4	23	2.4	4.5	2.4	5.0	4.2	2.1	
SNG5	20	1.1	2.8	1.1	3.6	3.5	0.7	
SNG8	18	3.0	1.4	3.2	1.5	1.6	2.6	
SNG11	26	2.7	2.0	2.4	2.2	2.2	2.5	
SNG12	18	1.4	1.9	1.2	0.8	1.3	1.4	
SNG13	17	1.6	2.6	1.9	2.4	1.9	2.1	
SNG14	17	1.4	2.0	1.1	0.9	1.2	1.5	
SNG15	18	1.0	3.2	0.8	3.0	1.7	0.7	
SNG16	27	0.8	3.2	0.8	3.2	1.9	0.9	
SNG17	15	1.2	1.7	1.4	1.3	1.7	0.9	
SNG18	19	0.7	1.7	1.2	1.8	1.6	1.1	
SNG19	22	1.0	2.1	1.5	2.3	2.0	1.0	
SNG20	14	0.9	2.2	1.2	1.9	1.2	2.4	
SNG21	63	1.1	0.7	0.9	3.4	1.3	0.6	
SNG22	47	2.0	2.8	2.3	2.5	2.0	1.2	
SNG23	100	1.8	3.4	2.0	4.1	3.3	1.5	
SNG24	12	2.2	2.2	2.1	2.1	1.8	2.4	
SNG25	8	2.4	5.3	2.4	5.6	3.8	1.9	
SNG26	23	2.8	4.7	3.0	4.4	3.0	2.2	
SNG27	33	1.9	3.4	1.4	4.2	2.2	1.3	
SNG28	34	1.4	3.5	1.6	3.8	2.0	1.6	
整体值	626	1.4	2.4	1.5	2.6	2.0	1.3	

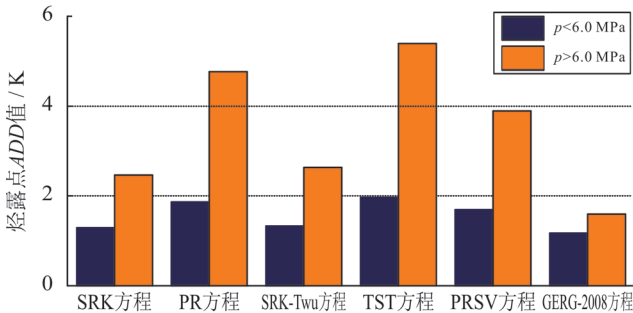


图 3 不同模型对组成较简单配气天然气烃露点的预测 AAD 值图

表 10 中烃露点最高测试压力、温度分别为 10.9 MPa、303.2 K。可以看出，采用 GERG-2008 方程计算含 C_6^+ 同分异构体实际天然气烃露点的 AAD 值为 3.7 K，仅略优于 PR 方程，不及 SRK-Twu (2.5 K)、SRK (3.0 K) 等方程，综合考虑上述实际天然气组成及 3.1 中结果，认为 GERG-2008 方程用于组成较简单、不含或含微量 C_6^+ 正烷烃同分异构体（摩尔分数小于 0.05%）的天然气烃露点计算时，准确度优于 PR 或 SRK 类方程；当 C_6^+ 正烷烃同分异构体含量相对较高时，采用 GERG-2008 方程计算得到的烃露点 AAD 值较大，准确性不及 SRK 类状态方程。

表 10 不同模型对实际天然气烃露点计算值与测试值的 AAD 值表

实际天然气	测试数据 / 个	模型计算值与测试值的 AAD 值 / K					
		SRK	PR	SRK-Twu	TST	PRSV	GERG-2008
RG1	23	3.4	4.1	2.0	4.7	3.9	4.3
RG2	15	3.4	3.6	2.8	3.3	3.7	4.9
RG3	18	1.0	4.9	1.2	4.2	2.7	3.1
RG4	12	2.8	3.1	1.7	2.7	3.2	4.2
RG5	25	3.5	2.9	2.4	2.9	4.2	4.1
RG6	26	3.1	2.9	2.2	2.8	2.6	4.4
RG7	41	3.6	6.0	3.9	5.3	4.2	3.4
RG8	40	3.6	6.3	3.8	5.8	4.4	3.1
RG9	29	3.8	6.3	3.9	5.1	4.2	4.4
RG10	27	0.6	2.0	0.6	0.9	0.4	0.8
RG11	30	1.0	1.7	0.8	1.0	0.6	1.7
RG12	30	3.6	5.8	3.8	4.9	4.1	3.4
RG13	7	6.3	3.8	3.8	3.8	4.8	5.8
RG14	11	2.1	1.6	2.2	1.8	1.7	3.5
整体值	334	3.0	3.9	2.5	3.5	3.2	3.7

4 结论与建议

1) 对标准中规定的组成较简单的管输天然气，GERG-2008 方程与 AGA8-92DC 方程的计算准确度基本相当，在天然气管输温度、压力范围内，两个方程的计算准确度均在 0.10% 以内；对重组分含量相对较高的天然气，当其临界凝析温度接近工况温度时，在天然气管输压力范围内，采用 GERG-2008 和 AGA8-92DC 方程计算天然气压缩因子的 RAAD 值分别可达 0.30% 和 0.50%，实际应用中应引起注意。

2) GERG-2008、AGA8-92DC 方程对压力高于 30.0 MPa、温度高于 350.0 K 的天然气密度的计算准确度整体在 0.20% 以内，可用于较简单组分组成的气藏天然气压缩因子的计算。

3) GERG-2008 方程可用于高含硫天然气压缩因子的计算，对比分析数据表明，对 H_2S 摩尔浓度低于 27.00% 的气藏天然气，计算压缩因子与测试值的 RAAD 值约为 0.61%。

4) GERG-2008 方程可用于组成较简单 LNG 的密度计算。当 LNG 中 C_5^+ 含量低于 0.20% 时，其计算准确度优于 0.10%。

5) GERG-2008 方程用于气质较简单，不含或含微量 C_6^+ 正烷烃同分异构体（摩尔分数小于 0.05%）的天然气烃露点计算的准确性优于 PR 或 SRK 类状态方程，当 C_6^+ 正烷烃同分异构体含量相对较高时，采用 GERG-2008 的计算烃露点偏差较大，准确性或不及 SRK 类状态方程。

6) ISO 20765-2 是以 GERG-2008 方程为基础制订的适用于不同组成、不同相态天然气物性计算的国际标准，上述分析表明 GERG-2008 方程对管输天然气压缩因子（密度）、高含硫气藏天然气压缩因子、液化天然气密度以及天然气烃露点的计算都十分准确，建议天然气行业相关组织加快该国际标准及其后续标准的转化进程。

参 考 文 献

[1] KUNZ O, KLIMECK R, WAGNER W, et al. The GERG-2004 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures[R]. Weinheim: Groupe Europeen de Recherches Gazieres, 2007.

[2] KUNZ O, WAGNER W. The GERG-2008 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures: An expansion of GERG-2004[J]. Journal of Chemical & Engineering Data, 2012, 57(11): 3032-3091.

- [3] ISO. Natural gas—calculation of thermodynamic properties—Part 2: Single-phase properties (gas, liquid, and dense fluid) for extended ranges of application: ISO 20765-2[S]. Geneva: International Standard Organization, 2015.
- [4] International Organization for Standardization. Natural gas—calculation of thermodynamic properties—Part 1: Gas phase properties for transmission and distribution applications: ISO 20765-1[S]. Geneva: International Standard Organization, 2006.
- [5] International Organization for Standardization. Natural gas—calculation of compression factor—Part 2: Calculation using molar-composition analysis: ISO 12213-2[S]. Geneva: International Standard Organization, 2006.
- [6] VARZANDEH F, STENBY E H, YAN Wei. Comparison of GERG-2008 and simpler EoS models in calculation of phase equilibrium and physical properties of natural gas related systems[J]. *Fluid Phase Equilibria*, 2017, 434: 21-43.
- [7] STARLING K E, SAVIDGE J L. Compressibility factors of natural gas and other related hydrocarbon gases[R]. Arlington: American Gas Association, 1992.
- [8] 常宏岗, 段继芹. 中国天然气计量技术及展望[J]. *天然气工业*, 2020, 40(1): 110-118.
CHANG Honggang, DUAN Jiqin. Natural gas measurement technology system and its prospect in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(1): 110-118.
- [9] 李晶晶. ZM 天然气管道输差分析及应用程序开发[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
LI Jingjing. ZM natural gas pipeline error analysis and software development[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [10] SMITH J P, PETERSON W. Speed of sound in natural gas and other related hydrocarbon gases[R]. Washington, DC: American Gas Association, 2003.
- [11] LEMMON E W, LAUGHTON A. Thermodynamic properties of natural gas and related gases—DETAIL and GROSS equations of state[R]. Washington, DC: American Gas Association, 2017.
- [12] LEMMON E W, LAUGHTON A. Thermodynamic properties of natural gas and related gases—GERG-2008 equations of state[R]. Washington, DC: American Gas Association, 2017.
- [13] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 天然气压缩因子的计算 第 2 部分: 用摩尔组成进行计算: GB/T 17747.2—2011[S]. 北京: 中国标准出版社, 2011.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the PRC & Standardization Administration of China. Natural gas—calculation of compression factor—Part 2: Calculation using molar-composition analysis: GB/T 17747.2-2011[S]. Beijing: Standards Press of China, 2011.
- [14] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 天然气热力学性质计算 第 1 部分: 输配气中的气相性质: GB/T 30491.1—2014[S]. 北京: 中国标准出版社, 2014.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the PRC & Standardization Administration of China. Natural gas—calculation of thermodynamic properties — Part 1: Gas phase properties for transmission and distribution applications: GB/T 30491.1-2014[S]. Beijing: Standards Press of China, 2014.
- [15] HWANG C A, SIMON P P, HOU H, et al. Burnett and pycnometric (p,Vm,T) measurements for natural gas mixtures[J]. *The Journal of Chemical Thermodynamics*, 1997, 29(12): 1455-1472.
- [16] MCLINDEN M O. p-p-T behavior of four lean synthetic natural-gas-like mixtures from 250 K to 450 K with pressures to 37 MPa[J]. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2011, 56(3): 606-613.
- [17] MAGEE J W, HAYNES W M, HIZA M J. Isochoric (p, ρ , T) measurements for five natural gas mixtures from T=(225 to 350) K at pressures to 35 MPa[J]. *The Journal of Chemical Thermodynamics*, 1997, 29(12): 1439-1454.
- [18] CRISTANCHO D E, MANTILLA I D, EJAZ S, et al. Accurate P ρ T Data for Methane from (300 to 450) K up to 180 MPa[J]. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2010, 55(2): 826-829.
- [19] TIBADUIZA A, CRISTANCHO D E, RAMIREZ H A, et al. Accurate p- ρ -T data for a synthetic residual natural gas mixture (0.95 CH₄+0.04 C₂H₆+0.01 C₃H₈) at temperatures between (135 and 500) K at pressures to 200 MPa[J]. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2016, 61(8): 2771-2781.
- [20] HERNÁNDEZ-GÓMEZ R, FERNÁNDEZ-VICENTE T, DEL CAMPO D, et al. Characterization of a biomethane-like synthetic gas mixture through accurate density measurements from (240 to 350) K and pressures up to 14 MPa[J]. *Fuel*, 2017, 206: 420-428.
- [21] ZHOU Jingjun, PATIL P, EJAZ S, et al. (p, Vm, T) and phase equilibrium measurements for a natural gas-like mixture using an automated isochoric apparatus[J]. *The Journal of Chemical Thermodynamics*, 2006, 38(11): 1489-1494.
- [22] PATIL P, EJAZ S, ATILHAN M, et al. Accurate density measurements for a 91% methane natural gas-like mixture[J]. *The Journal of Chemical Thermodynamics*, 2007, 39(8): 1157-1163.
- [23] ATILHAN M, APARICIO S, EJAZ S, et al. P ρ T behavior of a lean synthetic natural gas mixture using magnetic suspension densimeters and an isochoric apparatus: Part I[J]. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2011, 56(2): 212-221.
- [24] ATILHAN M, APARICIO S, EJAZ S, et al. p- ρ -T Behavior of three lean synthetic natural gas mixtures using a magnetic suspension densimeter and isochoric apparatus from (250 to 450) K with pressures up to 150 MPa: Part II[J]. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2011, 56(10): 3766-3774.
- [25] KARIMI A, HUGHES T J, RICHTER M, et al. Density measurements of methane+propane mixtures at temperatures between (256 and 422) K and pressures from (24 to 35) MPa[J]. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2016, 61(8): 2782-2790.
- [26] MAY E F, MILLER R C, SHAN Zhengjun. Densities and dew points of vapor mixtures of methane+propane and methane+propane+hexane using a dual-sinker densimeter[J]. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2001, 46(5): 1160-1166.

- [27] 郭绪强, 阎炜, 陈爽, 等. 特高压下天然气压缩因子模型应用评价[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2000, 24(6): 36-38.
GUO Xuqiang, YAN Wei, CHEN Shuang, et al. Comparison of methods for calculating compressibility factor of natural gas at elevated high pressure[J]. Journal of The University of Petroleum, China(Edition of Natural Science), 2000, 24(6): 36-38.
- [28] 郭肖, 杜志敏, 杨学锋, 等. 酸性气藏气体偏差系数计算模型[J]. 天然气工业, 2008, 28(4): 89-92.
GUO Xiao, DU Zhimin, YANG Xuefeng, et al. A calculating model for gas deviation coefficient of sour gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(4): 89-92.
- [29] LENTNER R, RICHTER M, KLEINRAHM R, et al. Density measurements of liquefied natural gas (LNG) over the temperature range from (105 to 135) K at pressures up to 8.9 MPa[J]. The Journal of Chemical Thermodynamics, 2017, 112: 68-76.
- [30] LENTNER R, ECKMANN P, KLEINRAHM R, et al. Density measurements of seven methane-rich binary mixtures over the temperature range from (100 to 180) K at pressures up to 9.7 MPa[J]. The Journal of Chemical Thermodynamics, 2020, 142: 106002.
- [31] 郭开华, 王冠培, 皇甫立霞, 等. 中国天然气气质规格及互换性标准问题[J]. 天然气工业, 2011, 31(3): 97-101.
GUO Kaihua, WANG Guanpei, HUANGPU Lixia, et al. Gas quality specification and interchangeability standards in China[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(3): 97-101.
- [32] ZHANG Pu, ZHOU Li, ZENG Wenping, et al. Hydrocarbon dew point measurement and model evaluation of synthetic and real natural gases[J]. ACS Omega, 2020, 5(15): 8463-8473.

(修改回稿日期 2021-02-05 编辑 何 明)



本文互动

天然气工业

《一种油气管道从中间接入盾构隧道的方法》获得中国国家发明专利

2021年6月23日, 中国石油管道局工程有限公司(以下简称管道局)收到国家知识产权局颁发的关于《一种油气管道从中间接入盾构隧道的方法》的发明专利证书。

这是管道局在油气管道盾构工程设计领域取得的第4项发明专利, 进一步完善了油气管道盾构方面的知识产权体系, 为油气管道盾构隧道设计提供了可靠的技术解决手段。

这项专利技术重点针对盾构隧道口径大、埋层深的特点, 提出“大角度顶管+竖井”结合方式接入主干盾构隧道, 并在接头位置设计了专用的防水方法及装置, 能够实现接入顶管和盾构隧道的无缝衔接。这一技术解决了不同起点、多条管道共用盾构隧道的技术难题, 使盾构隧道设计思路不再是“点对点”, 而是真正意义的管廊地下通道。目前, 这项技术已在兰州盾构等项目中得到了应用。

作为我国油气管道行业的引领者, 管道局坚持从战略出发, 不断加强科技管理, 推行技术矩阵管理工具, 将现有技术成果、研发能力、技术实力进行全面深入梳理, 明确技术攻关内容及优先级, 从核心业务领域、多元业务拓展、设计手段提升和前沿技术储备等4个方面精选项目, 有针对性地开展技术攻关, 形成了针对油气储运工程的一系列核心技术和标准。“十三五”以来, 管道局共获得授权专利591件, 其中发明专利233件, 软件著作权89件。这些专利技术均已应用于我国油气管道建设中。

这些专利技术既解决了工程难题, 又引领了我国管道勘察设计行业的技术进步。《一种滑坡灾害区管道临时快速固定装置》是我国首个油气管道地灾抢险领域的专利, 应用于西气东输三线长汀县滑坡抢险中, 有效防止了管道变形, 实现了管道不停输, 减少了直接经济损失; 《用于高地震烈度高水压下的小断面盾构隧道的防水方法》应用于中俄东线天然气管道的黑龙江、嫩江及辽河盾构工程, 解决了工程面临的地震作用下的高水压防水问题, 累计节省投资约400万元, 取得了良好的社会效益和经济效益。

(天工 摘编自中国石油新闻中心)

下载网址: <http://news.cnpc.com.cn/system/2021/07/06/030037407.shtml>

下载时间: 2021-07-12