

# AGA8-92DC 方法计算天然气偏差因子的研究

苏中良<sup>1</sup> 刘曰武<sup>1</sup> 张俊清<sup>2</sup>

(1. 中国科学院力学研究所 北京 100190; 2. 中石油国际事业部 北京 100007)

**摘要** 偏差因子是天然气的重要物性参数,在天然气的勘探、开发、运输、加工及利用等方面均发挥着重要作用。对现有气体偏差因子的计算方法进行了总结和归纳,并且对国家标准 AGA8-92DC 偏差因子计算方法(简称 AGA8 方法)进行了专门的研究。目前,国内关于 AGA8 方法的研究工作开展很少,致使工程人员对该方法的计算精度和适用范围缺乏深刻的认识,最终限制了该方法的工程应用。为了对 AGA8 方法的适用性进行专门研究,利用自行编制的 AGA8 方法的 C++ 程序,计算了单组分、双组分及多组分气体在不同温度和不同压力下的偏差因子。通过与 Standing-Katz 图版及实验数据对比,给出了 AGA8 方法的工程适用范围。本研究对 AGA8 方法的工程应用推广将发挥重要作用。

**关键词** 天然气 偏差因子(压缩因子) 临界参数 状态方程

## 0 引 言

偏差因子是在规定压力和温度下任意质量气体的体积与该气体在相同条件下按理想气体定律计算的气体体积的比值<sup>[1]</sup>。偏差因子是天然气最重要的物性参数之一,与许多物性参数,如密度、粘度、等温压缩系数以及体积系数等的计算有关,它由温度、压力和气体组成决定。偏差因子虽然可以通过实验测得,但实验方法成本高,操作困难,一般通过计算方法得到。目前,偏差因子的计算方法大致分为三类:图版插值法、图版拟合法和状态方程法<sup>[2]</sup>。第一种方法无数学表达式,应用受到很大限制;后两种方法可以写出具体表达式,因而使用普遍,发展迅速。图版拟合法是以对应状态原理为基础,通过拟合 SK 图版上的部分或全部数据得到偏差因子表达式,形式是拟临界压力和拟临界温度的函数,即  $Z = f(P_{pc}, T_{pc})$ ;目前,常用的图版拟合法有, DPR 法<sup>[3]</sup>、DAK 法<sup>[4]</sup>、HY 法<sup>[5]</sup>和 HTP 法<sup>[6]</sup>等,其中 DAK 方法无论是适用范围还是计算精度上,一般都要比其他图版拟合法优越。状态方程法利用气体状态方程计算偏差因子,形式是绝对压力和绝对温度的函数,即  $Z = f(P, T)$ ;目前,常用的状态方程法主要是基于立方状态方程和维里

方程(含扩展维里方程),立方状态方程法包括两参数立方状态方程法(如 VDW 方程法<sup>[7]</sup>、RK 方程法<sup>[8]</sup>、SRK 方程法<sup>[9]</sup>、PR 方程法<sup>[10]</sup>等)、三参数立方状态方程法(如 SW 方程法<sup>[11]</sup>、PT 方程法<sup>[12]</sup>等)和四参数立方状态方程法(如 TBS 方程法<sup>[13]</sup>、LLS 方程法<sup>[14]</sup>等),维里方程法包括 BWR 方程法<sup>[15]</sup>、BWRS 方程法<sup>[16]</sup>、AGA8 方法<sup>[17]</sup>等。AGA8 方法自 1992 年至今一直被作为天然气偏差因子计算的国际标准,并且从 1999 年开始也被列入我国的国家标准。但其研究工作主要集中在早期,对其适用范围和计算精度目前缺乏充分认识,这非常不利于该方法的工程应用。为了研究 AGA8 方法的适用性,笔者自行编制了相应的 C++ 程序,该程序经过验证完全满足国家规范 GB/T 1747.2-1999 的要求<sup>[17]</sup>。本文利用 AGA8 程序计算了单组分、双组分及多组分气体在不同温度和压力范围下的偏差因子,通过与 Standing-Katz 图版<sup>[8]</sup>和实验值<sup>[19-22]</sup>对比,得到了 AGA8 方法的工程适用范围。这对 AGA8 方法的应用推广将具有重要的工程意义。

## 1 AGA8 方法介绍

AGA8 方程源出于美国煤气协会关于孔板流量计标准的 8 号报告,主要用于计算管输天然气范围

[基金项目] 本项目得到国家重大专项“大型油气田及煤层气开发”专项的支持,课题编号 2009ZX05038001。

[作者简介] 苏中良,中国科学院力学研究所博士研究生,主要从事煤层气藏工程及渗流力学理论研究。

[联系作者] 刘曰武,男,研究员,主要从事渗流力学及油气藏工程方面的研究工作。地址:北京市北四环西路 15 号力学所,邮政编码:100190。

的偏差因子。AGA8 方程是扩展的维里方程<sup>[17]</sup>, 可表示为

$$Z = 1 + B\rho_m - \rho \sum_{n=13}^{18} C_n^* + \sum_{n=13}^{58} C_n^* (b_n - c_n k_n \rho^n) \times \rho^n \exp(-c_n \rho^n) \quad (1)$$

其中

$$B = \sum_{n=1}^{18} a_n T^{-u_n} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j B_{ij}^* E_{ij}^{u_n} (K_i K_j)^{3/2}$$

$$C_n^* = a_n (G + 1 - g_n)^{g_n} (Q^2 + 1 - q_n)^{q_n} \times (F + 1 - f_n)^{f_n} U^n T^{-u_n}$$

$$\rho_m = P/(ZRT)$$

$$\rho = \rho_m K^3$$

式中:  $x_i$  —— 组分摩尔分数;

$P, T$  —— 绝对压力和绝对温度。

从上面的 AGA8 方程可以看出, 使用 AGA8 方法需要事先分析天然气的摩尔组成。AGA8 方法将天然气看作由 21 种烃类及非烃类气体组成的混合物(见表 1)。

表 1 AGA8 方法涉及到的 21 种气体组分及各组分基本物性<sup>[17,19]</sup>

| 编号 | 组分化学式                                     | 临界压力 $p_c$ (MPa) | 临界温度 $T_c$ (K) | 临界偏差因子 $Z_c$ | 偶极矩   | 偏心因子    |
|----|---|------------------|----------------|--------------|-------|---------|
| 1  | CH <sub>4</sub>                           | 4.604            | 190.55         | 0.287647     | 0     | 0.0114  |
| 2  | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>             | 4.880            | 305.43         | 0.284296     | 0     | 0.0995  |
| 3  | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>             | 4.249            | 369.82         | 0.280302     | 0.084 | 0.1521  |
| 4  | <i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>  | 3.797            | 425.16         | 0.274076     | 0.050 | 0.2010  |
| 5  | <i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>  | 3.648            | 408.13         | 0.282432     | 0.132 | 0.1840  |
| 6  | <i>n</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>  | 3.369            | 469.60         | 0.262096     | 0.070 | 0.2510  |
| 7  | <i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>  | 3.381            | 460.39         | 0.270203     | 0.110 | 0.2274  |
| 8  | <i>n</i> -C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>  | 3.012            | 507.40         | 0.26395      | 0.070 | 0.2990  |
| 9  | <i>n</i> -C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>  | 2.736            | 540.20         | 0.263082     | 0.070 | 0.3490  |
| 10 | <i>n</i> -C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>  | 2.486            | 568.76         | 0.258822     | 0.070 | 0.3930  |
| 11 | <i>n</i> -C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>  | 2.288            | 594.56         | 0.253477     | 0.070 | 0.4433  |
| 12 | <i>n</i> -C <sub>10</sub> H <sub>22</sub> | 2.099            | 617.40         | 0.246682     | 0.070 | 0.4884  |
| 13 | N <sub>2</sub>                            | 3.399            | 126.10         | 0.292425     | 0     | 0.0372  |
| 14 | O <sub>2</sub>                            | 5.061            | 154.733        | 0.288263     | 0     | 0.0222  |
| 15 | Ar  | 4.898035         | 150.860        | 0.291271     | 0     | -0.0022 |
| 16 | CO  | 3.49933          | 132.9233       | 0.294734     | 0.100 | 0.0497  |
| 17 | CO <sub>2</sub>                           | 7.38233          | 304.1933       | 0.275322     | 0     | 0.2239  |
| 18 | H <sub>2</sub> S                          | 9.005            | 373.50         | 0.283587     | 0.970 | 0.1005  |
| 19 | H <sub>2</sub> O                          | 22.118           | 647.30         | 0.235432     | 1.855 | 0.3443  |
| 20 | H <sub>2</sub>                            | 1.297            | 33.20          | 0.305387     | 0     | -0.219  |
| 21 | He  | 0.227532         | 5.232          | 0.300729     | 0     | -0.382  |

按照该方法的要求<sup>[17]</sup>, 摩尔分数超过 0.00005 的组分都要参与组成分析, 且 21 种组分的摩尔分数之和应为  $1 \pm 0.0001$ 。根据国家规范<sup>[17]</sup>的描述, 对

于甲烷含量不低于 70% 且重烃及非烃组分含量不高的天然气, 在  $263 \text{ K} \leq T \leq 338 \text{ K}$  且  $0 < P \leq 12 \text{ MPa}$ , 或  $290 \text{ K} \leq T$  且  $0 < P \leq 30 \text{ MPa}$  的范围内, AGA8 方法的计算不确定度仅为  $\pm 0.1\%$ , 是一种高精度的偏差因子计算方法。

## 2 AGA8 方法评价

由于 AGA8 方法给出的偏差因子是绝对温度和绝对压力的函数, 为了表达成对比温度和对比压力的函数, 必须引入多组分气体的拟临界参数概念。表达成对比参数的函数形式, 可以让结果具有普遍性, 同时也是为了能和 SK 图版对比。多组分气体的拟临界参数难以通过实验测得, 一般通过计算方法得到。目前, 常用的混合气体拟临界参数的计算方法主要有三类: 物性关联法、基团贡献法和混合规则法。物性关联法是将拟临界参数与混合物的相对密度、沸点温度等物性参数进行关联, 计算精度往往较低, 这样的方法有<sup>[23]</sup> Standing 方法、Sutton 方法等; 基团贡献法是建立在分子性质具有加和性的基础之上的, 包括<sup>[23]</sup> Joback 法、CG 法、WJ 法等, 基团贡献法精度较高, 但极其繁琐; 混合规则法是用各组分的临界性质和摩尔分数来表示混合物的临界性质, 包括 Kay 混合法<sup>[24]</sup>、Joff 混合法<sup>[25]</sup>、SBV 混合法<sup>[26]</sup> 和 SS-BV 混合法<sup>[27]</sup> 等, 精度较高而且使用方便。对于气体组成已知的情况, Kay 混合法和 SBV 混合法往往是工程上的首选方法, 但 SBV 混合法的精度一般更高一些。

为了对 AGA8 方法的适用性进行较为详尽的研究, 本文的研究思想是:

第 1 步, 用 AGA8 方法计算单组分气体的偏差因子, 单组分气体包括 AGA8 方法涉及到的全部 21 种组分, 通过这一步确定出哪些组分对 AGA8 方法的计算精度存在影响;

第 2 步, 用 AGA8 方法计算双组分混合气体的偏差因子, 双组分气体由甲烷和第 1 步得到的精度影响组分组成, 通过不断改变精度影响组分在二元混合气体中的比例, 可以确定出精度影响组分在特定的温度和压力范围下的满足某一精度的比例上限, 该比例上限也是多元混合气体中满足某一精度的该精度影响组分的比例上限;

第 3 步用 AGA8 方法计算几种真实的天然气样品的偏差因子, 并将结果与实验值作对比, 对前面的

结论进行验证。

### 2.1 单组分气体偏差因子计算

单组分气体偏差因子计算结果分析是多组分气体偏差因子计算结果分析的基础, 本文用 AGA8 方法计算了 21 种气体的偏差因子, 计算范围为  $1.2 \leq T_r \leq 3.0$  和  $0.2 \leq p_r \leq 15.0$  (与整个 SK 图版范围大致相当)。为了对计算结果进行评价, 引入两类参照数据: 图版插值数据和实验数据。第 1 类数据是基于 SK 图版及其插值的数据, 插值方法采用文献[2]给出的方法; 第 2 类数据是文献中的实验数据<sup>[19-22]</sup>和权威机构提供的数据(如 NIST 标准参考数据库)。

由于 SK 图版是基于两参数对应状态原理, 原则上它只适用于非极性且球形对称的分子(临界偏差因子接近 0.291 且偏心因子和偶极矩都很小的分子)。根据表 1 所示, 第 1 类数据只能作为低阶烃类( $\text{CH}_4$  和  $\text{C}_2\text{H}_6$ ) 及一些非烃类单质( $\text{N}_2$ 、 $\text{O}_2$  和  $\text{Ar}$ ) 的参照数据; 而第 2 类数据可作为全部烃类及非烃类气体的参照数据。单组分气体偏差因子计算结果对比采用第 2 类数据。

由于篇幅限制, 这里只给出了 4 种气体的偏差因子计算结果的图示形式(见图 1~4), 其它气体的计算结果则以图表形式给出(见表 2)。

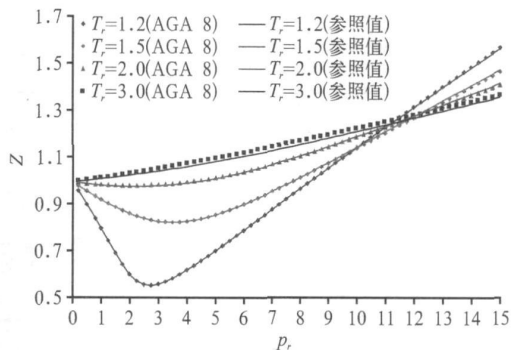


图3  $\text{CO}_2$ 偏差因子AGA8方法的计算结果

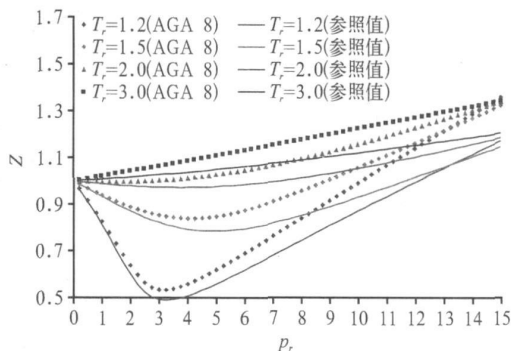


图4  $\text{H}_2\text{O}$ 偏差因子AGA8方法的计算结果

从烃类气体的偏差因子计算结果可以发现, 在对比参数  $1.2 \leq T_r \leq 3.0$  和  $0.2 \leq p_r \leq 15.0$  的范围内, 低阶烃  $\text{C}_1 \sim \text{C}_3$  的计算相对误差均小于 2.4%, 可以认为该 3 种烃类组分对 AGA8 方法的计算精度不存在影响; 但高阶烃  $\text{C}_4+$  的计算误差比较大, 必须考虑这些组分对 AGA8 方法计算精度的影响。 $\text{C}_4+$  组分产生的误差整体上随碳原子数增加而增大, 随对比温度降低而增大, 以及随对比压力的增大而先增大后减小, 在对比温度较小的情况经常会出现多个误差极值点。

从非烃类气体偏差因子的计算结果可以发现, 在  $1.2 \leq T_r \leq 3.0$  和  $0.2 \leq p_r \leq 15.0$  的范围内,  $\text{N}_2$ 、 $\text{O}_2$ 、 $\text{Ar}$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{CO}_2$  和  $\text{H}_2\text{S}$  的计算相对误差均小于 2.1%, 可以认为该 6 种非烃组分对 AGA8 方法的计算精度不存在影响; 但强极性气体( $\text{H}_2\text{O}$ ) 和量子气体( $\text{H}_2$ 、 $\text{He}$ ) 的计算误差比较大, 必须考虑这些组分对 AGA8 方法计算精度的影响。这 3 种非烃类组分中,  $\text{He}$  产生的误差最大,  $\text{H}_2\text{O}$  产生的误差相对最小, 它们的误差均随对比温度的降低而增大,  $\text{H}_2\text{O}$  的误差随对比压力的增大而持续增大,  $\text{He}$  的误差随对比压力的增大而先增大后减小,  $\text{H}_2$  的误差随对比压力

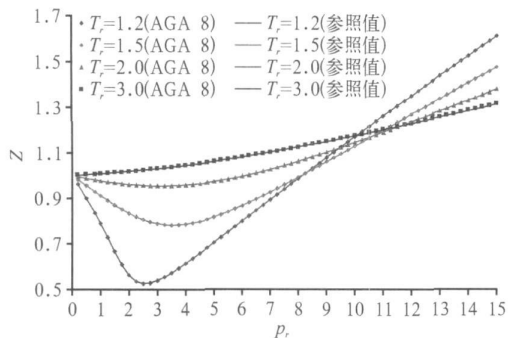


图1  $\text{CH}_4$ 偏差因子AGA8方法的计算结果

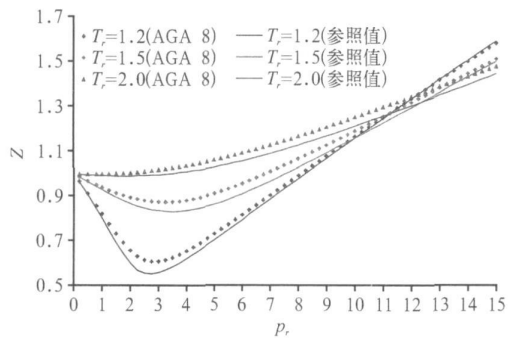


图2  $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ 偏差因子AGA8方法的计算结果

的增大而先增大后减小再继续增大。

表 2 AGA8 方法计算一元气体偏差因子的  
相对误差(平均值/最大值)

| 编号 | 组分<br>化学式                        | $T_r = 1.2$<br>(%) | $T_r = 1.5$<br>(%) | $T_r = 1.6$<br>(%) | $T_r = 1.7$<br>(%) | $T_r = 1.9$<br>(%) | $T_r = 2.0$<br>(%) | $T_r = 2.5$<br>(%) | $T_r = 3.0$<br>(%) |
|----|----------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 1  | CH <sub>4</sub>                  | 0.06<br>0.12       | 0.02<br>0.09       | —                  | —                  | —                  | 0.01<br>0.03       | —                  | 0.05<br>0.03       |
| 2  | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>    | 0.18<br>0.38       | 0.28<br>0.39       | —                  | —                  | —                  | 0.22<br>0.65       | —                  | 0.21<br>0.68       |
| 3  | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>    | 1.38<br>2.37       | 1.05<br>2.22       | —                  | —                  | —                  | 0.40<br>1.34       | 0.11<br>0.47       | —                  |
| 4  | nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>  | 2.62<br>10.48      | 3.05<br>5.50       | —                  | —                  | —                  | 2.74<br>3.63       | —                  | —                  |
| 5  | iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>  | 3.05<br>8.75       | 3.41<br>5.41       | —                  | —                  | —                  | 3.27<br>4.10       | —                  | —                  |
| 6  | nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>  | 4.98<br>16.46      | 5.71<br>9.33       | —                  | —                  | 5.44<br>6.99       | —                  | —                  | —                  |
| 7  | iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>  | 3.21<br>13.15      | 3.70<br>7.15       | 3.85<br>6.48       | —                  | —                  | —                  | —                  | —                  |
| 8  | nC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>  | 2.79<br>10.81      | 2.44<br>5.06       | —                  | 2.25<br>3.88       | —                  | —                  | —                  | —                  |
| 9  | nC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>  | 3.56<br>13.72      | 3.32<br>6.36       | 3.22<br>5.5        | —                  | —                  | —                  | —                  | —                  |
| 10 | nC <sub>8</sub> H <sub>18</sub>  | 4.08<br>15.08      | 3.73<br>6.80       | —                  | —                  | —                  | —                  | —                  | —                  |
| 11 | nC <sub>9</sub> H <sub>20</sub>  | 4.33<br>16.28      | 3.71<br>6.94       | —                  | —                  | —                  | —                  | —                  | —                  |
| 12 | nC <sub>10</sub> H <sub>22</sub> | 7.87<br>18.07      | 4.29<br>7.86       | 4.02<br>6.68       | —                  | —                  | —                  | —                  | —                  |
| 13 | N <sub>2</sub>                   | 0.19<br>0.75       | 0.09<br>0.19       | —                  | —                  | —                  | 0.04<br>0.07       | —                  | 0.05<br>0.17       |
| 14 | O <sub>2</sub>                   | 0.06<br>0.22       | 0.14<br>0.27       | —                  | —                  | —                  | 0.24<br>0.34       | —                  | 0.26<br>0.35       |
| 15 | Ar                               | 0.42<br>0.60       | 0.48<br>0.62       | —                  | —                  | —                  | 0.54<br>0.73       | —                  | 0.51<br>0.84       |
| 16 | CO                               | 0.68<br>2.06       | 0.26<br>0.68       | —                  | —                  | —                  | 0.22<br>0.38       | —                  | 0.52<br>0.96       |
| 17 | CO <sub>2</sub>                  | 0.09<br>0.34       | 0.19<br>0.48       | —                  | —                  | —                  | 0.24<br>0.55       | —                  | 1.04<br>1.45       |
| 18 | H <sub>2</sub> S                 | 1.18<br>2.05       | 0.86<br>1.37       | —                  | —                  | —                  | 0.64<br>1.09       | —                  | 0.53<br>1.29       |
| 19 | H <sub>2</sub> O                 | 11.31<br>15.90     | 9.86<br>15.32      | —                  | —                  | —                  | 7.33<br>13.03      | —                  | 7.05<br>11.45      |
| 20 | H <sub>2</sub>                   | 19.96<br>31.30     | 10.29<br>17.39     | —                  | —                  | —                  | 3.74<br>6.00       | —                  | 1.42<br>2.38       |
| 21 | He                               | 34.66<br>65.30     | 34.82<br>65.30     | —                  | —                  | —                  | 29.39<br>40.00     | —                  | 17.02<br>24.40     |

## 2.2 双组分气体偏差因子计算

从 AGA8 方法单组分气体偏差因子的计算结果可知, 21 种气体组分中对 AGA8 方法精度有较大影响的组分一共有 12 种, 包括 9 种烃类组分(C<sub>4</sub>~ C<sub>10</sub>)和 3 种非烃类组分(H<sub>2</sub>O、H<sub>2</sub> 和 He)。本文用 AGA8 方法计算了由甲烷与 12 种精度影响组分中的任一组分构成的拟天然气的偏差因子。通过不断改变精度影响组分在混合气中的比例, 可以确定出某一温度和压力范围下满足工程要求(相对误差小于 3%)的该精度影响组分的最大允许比例。

由于缺乏双组分天然气的实验数据, 这里的参照数据主要是第 1 类图版数据, 但需要对第 1 类数

据进行重烃及非烃校正。本文采用 Stewart 混合规则<sup>[26]</sup>计算混合气体的拟临界参数, 具体表达式如(2)式; 如果混合气体中存在重烃 C<sub>7+</sub>, 则采用 Sutton 校正(见(3)式),  $T_{cy}$ 和  $P_{cy}$ 表示重烃 C<sub>7+</sub>的临界参数, 通过 Whitson 和 Kessler Lee 的物性关联法给出; 如果混合气体中存在 H<sub>2</sub>O, 则采用 Casey 校正(见(4)式); 对于混合气体中存在 H<sub>2</sub> 和 He 组分的情况, 在调研的国内外文献中, 未见到相关的校正方法。因此, 这里暂且未作任何校正。

$$\left\{ \begin{aligned} T_{pc} &= \frac{K^2}{J} & P_{pc} &= \frac{T_{pc}}{J} \\ K &= \sum_{i=1}^n \frac{x_i T_{ci}}{\sqrt{P_{ci}}} \end{aligned} \right. \quad (2)$$

$$\left\{ \begin{aligned} J &= \frac{1}{3} \sum_{i=1}^n \frac{x_i T_{ci}}{P_{ci}} + \frac{2}{3} \left( \sum_{i=1}^n \frac{x_i \sqrt{T_{ci}}}{\sqrt{P_{ci}}} \right)^2 \\ T_{pc} &= \frac{K'^2}{J'} & P_{pc} &= \frac{T_{pc}}{J'} \\ K' &= K - \xi & J' &= J - \xi \\ \xi &= \frac{T_{cy}}{\sqrt{P_{cy}}} (0.3129y_{c_+} - 4.8156y_{c_+}^2 + 27.3751y_{c_+}^3) \\ \xi &= 0.6081F + 1.1325F^2 - 14.004Fy_{c_+} + 64.434Fy_{c_+}^2 \\ F &= \frac{1}{3} \frac{y_{c_+} T_{cy}}{P_{cy}} + \frac{2}{3} \frac{y_{c_+}^2 T_{cy}}{P_{cy}} \end{aligned} \right. \quad (3)$$

$$\left\{ \begin{aligned} T''_{pc} &= \frac{T'_{pc} - 0.647y_{H_2O}}{1 - y_{H_2O}} + 222.22y_{H_2O} \\ P''_{pc} &= \frac{P'_{pc} - 0.022y_{H_2O}}{1 - y_{H_2O}} + 8.756y_{H_2O} \end{aligned} \right. \quad (4)$$

图 5~ 6 给出了两种二元混合气的偏差因子计算结果, 其他结果已在表 3 中给出。

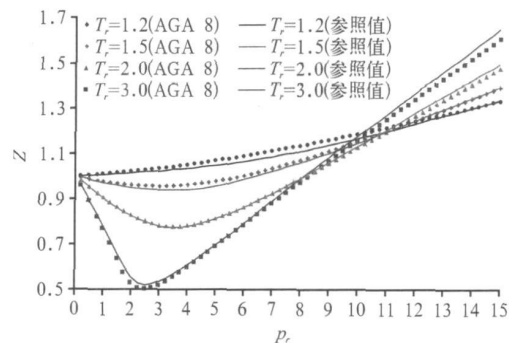


图5 CH<sub>4</sub>-nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub>混合气体(nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub>占10%)偏差因子的计算结果

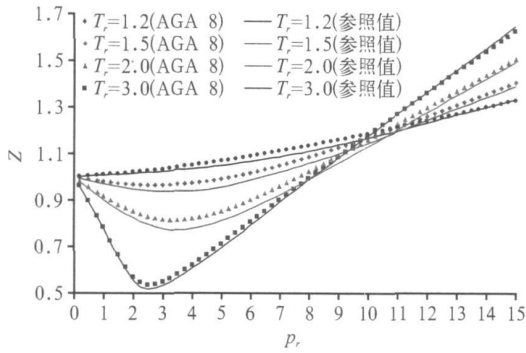


图6 CH<sub>4</sub>-H<sub>2</sub>O混合气体(H<sub>2</sub>O占1%)偏差因子的计算结果

从结果中可以看出,对于甲烷与 9 种烃类组分组成的二元混合气体,其计算结果的误差值随着对比压力增大呈先增大后减小,再增大再减小的波动

表 3 AGA8 方法计算二元气体偏差因子的相对误差(平均值/最大值)

| 组分               | T <sub>r</sub> = 1.2 (%) |      |      | T <sub>r</sub> = 1.5 (%) |      |      | T <sub>r</sub> = 2.0 (%) |      |      | T <sub>r</sub> = 3.0 (%) |      |      |
|------------------|--------------------------|------|------|--------------------------|------|------|--------------------------|------|------|--------------------------|------|------|
|                  | 6%                       | 7%   | 8%   | 30%                      | 34%  | 40%  | 10%                      | 14%  | 20%  | 10%                      | 19%  | 25%  |
| nC <sub>4</sub>  | 1.17                     | 1.33 | 1.50 | 1.06                     | 1.29 | 1.69 | 1.09                     | 1.37 | 1.83 | 1.48                     | 1.79 | 2.26 |
|                  | 2.39                     | 2.92 | 3.46 | 2.42                     | 2.93 | 3.95 | 2.71                     | 3.01 | 3.52 | 2.60                     | 3.05 | 3.53 |
| iC <sub>4</sub>  | 2.5%                     | 3.3% | 5%   | 40%                      | 45%  | 55%  | 20%                      | 25%  | 30%  | 20%                      | 23%  | 30%  |
|                  | 0.96                     | 1.14 | 1.54 | 1.14                     | 1.67 | 2.76 | 1.35                     | 1.75 | 2.19 | 1.63                     | 1.86 | 2.41 |
|                  | 2.15                     | 3.10 | 5.0  | 2.01                     | 2.94 | 4.85 | 2.61                     | 3.10 | 3.57 | 3.09                     | 3.09 | 3.74 |
|                  | 3%                       | 3.5% | 5%   | 30%                      | 35%  | 40%  | 10%                      | 14%  | 20%  | 10%                      | 14%  | 20%  |
| nC <sub>5</sub>  | 1.04                     | 1.15 | 1.56 | 0.86                     | 1.39 | 2.05 | 1.22                     | 1.60 | 2.25 | 1.35                     | 1.78 | 2.42 |
|                  | 2.54                     | 3.08 | 4.79 | 1.84                     | 3.03 | 4.30 | 2.60                     | 3.07 | 3.77 | 2.52                     | 3.02 | 3.77 |
| iC <sub>5</sub>  | 3%                       | 3.5% | 5%   | 35%                      | 40%  | 45%  | 15%                      | 18%  | 25%  | 15%                      | 17%  | 25%  |
|                  | 1.13                     | 1.26 | 1.71 | 0.93                     | 1.32 | 1.87 | 1.28                     | 1.53 | 2.21 | 1.57                     | 1.75 | 2.5  |
|                  | 2.59                     | 3.13 | 4.81 | 1.96                     | 3.04 | 4.32 | 2.80                     | 3.08 | 3.85 | 2.79                     | 3.0  | 3.88 |
|                  | 0.1%                     | 0.2% | 0.3% | 5%                       | 9%   | 10%  | 40%                      | 42%  | 45%  | 30%                      | 37%  | 40%  |
| C <sub>6</sub>   | 0.98                     | 1.06 | 1.13 | 0.8                      | 2.18 | 2.05 | 1.16                     | 1.29 | 1.53 | 1.18                     | 1.77 | 2.05 |
|                  | 2.40                     | 3.10 | 3.75 | 1.25                     | 3.09 | 4.30 | 2.75                     | 3.06 | 3.52 | 2.30                     | 3.07 | 3.40 |
| C <sub>7</sub>   | 1.0%                     | 1.2% | 1.5% | 5%                       | 7%   | 10%  | 1%                       | 1.5% | 2%   | 5%                       | 10%  | 15%  |
|                  | 1.05                     | 1.08 | 1.21 | 1.08                     | 1.27 | 1.55 | 1.10                     | 1.32 | 1.53 | 1.24                     | 1.79 | 2.26 |
|                  | 2.81                     | 3.04 | 3.96 | 2.54                     | 3.01 | 3.64 | 2.67                     | 3.04 | 3.29 | 2.41                     | 3.10 | 3.55 |
|                  | 0.5%                     | 1.0% | 1.5% | 5%                       | 6%   | 7%   | 1%                       | 1.4% | 2%   | 8%                       | 9%   | 10%  |
| C <sub>8</sub>   | 0.99                     | 1.08 | 1.17 | 1.16                     | 1.27 | 1.37 | 1.14                     | 1.34 | 1.60 | 1.62                     | 1.73 | 1.84 |
|                  | 2.33                     | 3.02 | 3.71 | 2.73                     | 2.99 | 3.25 | 2.83                     | 3.07 | 3.30 | 2.90                     | 3.04 | 3.16 |
| C <sub>9</sub>   | 0.5%                     | 0.8% | 1.0% | 4%                       | 5.5% | 6%   | 1%                       | 1.3% | 1.5% | 5%                       | 8%   | 10%  |
|                  | 1.0                      | 1.07 | 1.11 | 1.11                     | 1.29 | 1.35 | 1.19                     | 1.35 | 1.44 | 1.30                     | 1.66 | 1.89 |
|                  | 2.44                     | 2.93 | 3.26 | 2.61                     | 3.07 | 3.22 | 2.89                     | 3.07 | 3.19 | 2.50                     | 2.95 | 3.23 |
|                  | 0.5%                     | 0.8% | 0.9% | 4%                       | 4.9% | 5.3% | 1%                       | 1.2% | 1.5% | 7%                       | 8%   | 10%  |
| C <sub>10</sub>  | 1.02                     | 1.09 | 1.12 | 1.18                     | 1.30 | 1.36 | 1.22                     | 1.33 | 1.47 | 1.53                     | 1.65 | 1.88 |
|                  | 2.57                     | 3.14 | 3.33 | 2.78                     | 3.10 | 3.23 | 3.07                     | 3.07 | 3.17 | 2.81                     | 3.09 | 3.23 |
| H <sub>2</sub> O | 0.5%                     | 0.8% | 1.0% | 3%                       | 3.5% | 4%   | 3%                       | 5%   | 10%  | 1.5%                     | 2%   | 2.5% |
|                  | 1.01                     | 1.07 | 1.11 | 1.21                     | 1.33 | 1.45 | 1.04                     | 1.35 | 2.19 | 1.45                     | 1.78 | 2.11 |
|                  | 2.49                     | 2.94 | 3.22 | 2.76                     | 2.99 | 3.23 | 2.54                     | 3.01 | 3.91 | 2.65                     | 3.04 | 3.42 |
|                  | 5%                       | 7%   | 9%   | 10%                      | 12%  | 15%  | 12%                      | 15%  | 18%  | 15%                      | 17%  | 20%  |
| H <sub>2</sub>   | 1.16                     | 1.56 | 1.98 | 1.66                     | 2.0  | 2.54 | 1.33                     | 1.56 | 1.85 | 0.79                     | 0.86 | 1.02 |
|                  | 2.67                     | 2.95 | 3.24 | 2.64                     | 2.99 | 3.45 | 2.49                     | 2.95 | 3.43 | 2.80                     | 3.0  | 3.32 |
| He               | 5%                       | 7.5% | 9%   | 12%                      | 14%  | 15%  | 12%                      | 13%  | 15%  | 10%                      | 12%  | 15%  |
|                  | 1.11                     | 1.57 | 1.84 | 2.15                     | 2.51 | 2.68 | 1.51                     | 1.65 | 1.95 | 0.80                     | 0.94 | 1.27 |
|                  | 2.49                     | 2.96 | 3.72 | 2.80                     | 3.07 | 3.19 | 2.80                     | 2.99 | 3.28 | 2.78                     | 3.07 | 3.51 |

注:第 1 列的化学式代表与甲烷混合的另一组分,每种组分包含两行数据,其中第一行数据表示该组分在二元混合气中的摩尔分数,第二行数据是平均相对误差和最大相对误差。

式变化,且对比温度越小波长越小,振荡越厉害,一般这时的误差也越大。

烃类组分中重烃 C<sub>7+</sub> 对计算结果的影响最大,特别是对比温度较小的情况下,任何微量的重烃 C<sub>7+</sub> 都会对计算结果有较大影响(见表 3)。

对于甲烷与 3 种非烃类组分组成的二元混合气体,水蒸气组分对 AGA8 方法计算结果的影响最大,它所产生的误差随对比压力增大也是呈波动式变化。氢气和氦气对 AGA8 方法计算精度的影响规律非常相似,在低对比温度情况下,误差主要出现在低对比压力段;在高对比温度情况下,误差主要出现在高对比压力段。但高对比温度情况下,发生在高对比压力段误差的影响一般更明显一些。

表 3 给出了当对比温度小于某一值且对比压力在  $0.2 \leq p_r \leq 15.0$  的范围内变化时, 要保证 AGA8 方法的计算相对误差小于等于 3%, 所能允许的精度影响组分在混合气体中的最大比例。由于该比例是针对二元混合气体的, 因此也是实际多元气体的极限比例, 即当用 AGA8 方法计算含有精度影响组分的多元混合气体的偏差因子时, 要保证计算的相对误差不大于 3%, 那么该精度影响组分在混合气体中的比例也不能超过此极限比例。例如, 据表 3 所示, 当二元或多元混合气体中含有氢气的时候, 要保证用 AGA8 方法算得的偏差因子 ( $T_r \leq 1.2$  情况下) 的相对误差  $\leq 3\%$ , 则氢气在该混合气体中的比例不能超过 7%。若超过 7%, 计算相对误差必然要大于 3%。

### 2.3 多组分气体偏差因子计算

根据前面关于单组分和多组分气体偏差因子 AGA8 方法计算结果的讨论, 已经确定出了哪些气体组分对 AGA8 方法计算精度会产生较大影响, 并且还给出了满足相对误差小于等于 3% 情况下, 这些精度影响组分在混合气体中所允许的最大比例。为了对上面的结论进行验证, 下面用 AGA8 方法计算几种真实天然气样品的偏差因子。这些样品来源于文献[22], 选用这些样品是因为文献[22]已经给出了相应的偏差因子的实验值, 可以直接作为 AGA8 方法计算结果对比用的参照数据。这些样品的组成如表 4 所示。

表 4 三种天然气样品的组成

| 气样 | CO <sub>2</sub> | H <sub>2</sub> S | N <sub>2</sub> | C <sub>1</sub> | C <sub>2</sub> | C <sub>3</sub> | iC <sub>4</sub> | nC <sub>4</sub> | iC <sub>5</sub> | nC <sub>5</sub> | iC <sub>6</sub> | C <sub>7+</sub> |
|----|-----------------|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1  | 0.5             | 22.6             | 0.46           | 75.61          | 0.71           | 0.08           | 0.02            | 0.02            | 0               | 0               | 0               | 0               |
| 2  | 1.23            | 1.62             | 2.52           | 77.48          | 10.32          | 3.94           | 0.54            | 1.3             | 0.27            | 0.24            | 0.54            | 0               |
| 3  | 3.08            | 49.35            | 2.66           | 44.47          | 0.23           | 0.06           | 0.02            | 0.03            | 0.02            | 0.01            | 0.03            | 0.04            |

气样 1 计算范围为  $277.59 \text{ K} \leq T \leq 352.59 \text{ K}$  和  $4136.8542 \text{ kPa} \leq p \leq 34473.785 \text{ kPa}$  (用对比参数表示为  $1.22 \leq T_r \leq 1.55$  和  $0.75 \leq p_r \leq 6.29$ ); 气样 2 的计算范围为  $4254.0651 \text{ kPa} \leq p \leq 6308.7027 \text{ kPa}$  和  $307.03 \text{ K} \leq T \leq 322.03 \text{ K}$  (即  $1.38 \leq T_r \leq$

$1.45$  和  $0.90 \leq p_r \leq 1.34$ ); 气样 3 的计算范围为  $6991.2836 \text{ kPa} \leq p \leq 31122.933 \text{ kPa}$  和  $298.15 \text{ K} \leq T \leq 335.37 \text{ K}$  (即  $1.08 \leq T_r \leq 1.21$  和  $1.06 \leq p_r \leq 4.71$ )。计算结果如图 7 及表 5 所示。

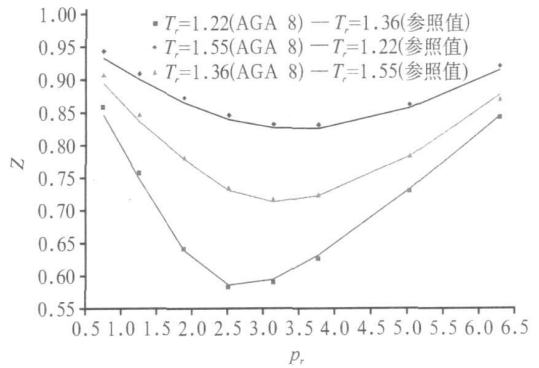


图 7 天然气样品 1 偏差因子的计算结果

从计算结果可以看出, 天然气样品 1 的最大相对误差为 1.36%; 样品 2 的最大误差为 1.59%; 而样品 3 的最大误差为 5.2%。计算误差之所以是从小到大, 是因为三种气样中所含的精度影响组分的比例是从小到大。根据前面的讨论, 三种天然气样品的组分中, 对 AGA8 方法计算精度起主要影响的组分只有 C<sub>4+</sub>, 因为非烃组分 CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S 和 N<sub>2</sub> 对计算结果几乎是没有影响的。样品 1 中 C<sub>4+</sub> 的含量仅 0.02%, 远小于其上限比例 (从表 3 查得 iC<sub>4</sub> 上限比例为 3.3%, nC<sub>4</sub> 上限比例为 7%)。因此, 样品 1 的计算相对误差不会大于 3%; 样品 2 也是同样的情况; 但样品 3 中存在严重影响精度的组分 C<sub>7+</sub>, 其含量虽然只有 0.4%, 并且看起来比表 3 给出的上限比例还小一些, 但其对比温度比较低。根据前面关于计算结果的分析总结, 对比温度降低很小一点都会引起误差的急剧增大, 也必然导致上限比例的急剧减小 (从表 3 就能看出这种规律), 也就是说  $1.08 \leq T_r \leq 1.21$  的情况下, C<sub>7+</sub> 的比例取 0.4% 实际上已经超过上限比例, 所以样品 3 的误差会大于 3%。

表 5 三种天然气样品偏差因子的计算结果

| 气样  | P <sub>r</sub> | 计算值                   |                       |                       | 实验值                   |                       |                       |
|-----|----------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
|     |                | T <sub>r</sub> = 1.22 | T <sub>r</sub> = 1.36 | T <sub>r</sub> = 1.55 | T <sub>r</sub> = 1.22 | T <sub>r</sub> = 1.36 | T <sub>r</sub> = 1.55 |
| # 1 | 0.75           | 0.857751              | 0.907186              | 0.943194              | 0.847                 | 0.895                 | 0.933                 |
|     | 1.26           | 0.756355              | 0.847104              | 0.90878               | 0.748                 | 0.836                 | 0.9                   |
|     | 1.89           | 0.640004              | 0.780651              | 0.872259              | 0.639                 | 0.779                 | 0.865                 |
|     | 2.52           | 0.582399              | 0.734226              | 0.84586               | 0.586                 | 0.731                 | 0.839                 |
|     | 3.14           | 0.588922              | 0.716002              | 0.83193               | 0.595                 | 0.713                 | 0.826                 |
|     | 3.77           | 0.626                 | 0.723481              | 0.831038              | 0.632                 | 0.722                 | 0.825                 |
|     | 5.03           | 0.728792              | 0.783624              | 0.861642              | 0.732                 | 0.783                 | 0.856                 |
|     | 6.29           | 0.841783              | 0.869638              | 0.919594              | 0.845                 | 0.876                 | 0.914                 |

续 表

| 气样  | $P_r$ | 计算值          |              |              | 实验值          |              |              |
|-----|-------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|     |       | $T_r = 1.38$ | $T_r = 1.41$ | $T_r = 1.45$ | $T_r = 1.38$ | $T_r = 1.41$ | $T_r = 1.45$ |
| # 2 | 0.90  | 0.887672     | 0.896682     | 0.906774     | 0.882        | 0.888        | 0.896        |
|     | 1.05  | 0.869892     | 0.880505     | 0.892353     | 0.872        | 0.878        | 0.888        |
|     | 1.05  | 0.869892     | 0.880505     | 0.892353     | 0.861        | 0.868        | 0.879        |
|     | 1.34  | 0.835518     | 0.849347     | 0.864698     | 0.849        | 0.858        | 0.87         |
|     | $P_r$ | 计算值          |              |              | 实验值          |              |              |
|     |       | $T_r = 1.08$ | $T_r = 1.16$ | $T_r = 1.21$ | $T_r = 1.08$ | $T_r = 1.16$ | $T_r = 1.21$ |
| # 3 | 1.06  | 0.657571     | 0.760112     | 0.797566     | 0.667        | 0.75         | 0.802        |
|     | 1.58  | 0.478752     | 0.639195     | 0.699822     | 0.455        | 0.622        | 0.692        |
|     | 2.10  | 0.442668     | 0.565026     | 0.629811     | 0.421        | 0.537        | 0.612        |
|     | 2.62  | 0.467226     | 0.550797     | 0.603517     | 0.457        | 0.529        | 0.584        |
|     | 3.14  | 0.512721     | 0.570849     | 0.610606     | 0.488        | 0.557        | 0.596        |
|     | 3.66  | 0.564972     | 0.606765     | 0.636675     | 0.562        | 0.597        | 0.626        |
|     | 4.18  | 0.619568     | 0.649886     | 0.672628     | 0.618        | 0.643        | 0.665        |
|     | 4.71  | 0.674958     | 0.696488     | 0.713734     | 0.674        | 0.691        | 0.707        |

### 3 结 论

本文通过编制的 AGA8 方法的 C++ 程序, 计算了一元气体、二元气体和多元气体的偏差因子, 通过对这些计算结果的研究分析, 取得了以下几点认识:

(1) 通过对 21 种单组分气体偏差因子计算结果的分析, 确定出了影响 AGA8 方法计算精度的主要组分一共 12 种, 包括 9 种烃类组分 ( $C_{4+}$ ) 和 3 种非烃类组分 ( $H_2O$ 、 $H_2$  和  $He$ ), 其他 9 种组分对计算结果影响很小, 实际分析中可以不考虑。

(2) 通过对双组分拟天然气偏差因子计算结果的分析, 给出了用 AGA8 方法计算混合气体的偏差因子时, 为了保证计算结果有足够高的精度 (相对误差小于等于 3%), 所允许的混合气体中精度影响组分的最大比例; 若混合气体含有多种精度影响组分, 则为了保证计算的精度, 每种精度影响组分都不允许超过各自的极限比例。

(3) 通过对各种气体偏差因子计算结果的分析, 发现了 AGA8 方法计算误差的一般分布规律, 即相对误差随对比压力的增大按先增大后减小再增大的波动形式变化, “波长和振幅”均随对比温度的降低而增大。

(4) 对 AGA8 方法计算精度存在较大影响的 12 种组分中,  $H_2O$  和  $C_{7+}$  对计算精度的影响最大, 特别是在对比温度  $T_r$  小于 1.2 的情况, 微量的该种组分 (摩尔分数小于 1%) 都可能导致计算结果的误差大于 3%, 这是使用 AGA8 方法时要特别注意的地方。

此外, AGA8 方法只涉及到 21 种组分, 而对  $SO_2$  等气体组分未考虑, 这是 AGA8 方法需要扩展的地方之一。这些说明了 AGA8 方法还有一些地方需要发展和完善。

但总体上说, AGA8 方法是一种精度较高、便于计算机编程、使用方便的偏差因子计算方法, 是工程上值得推荐的方法。本文针对 AGA8 方法的适用性做了一些研究, 目的是通过加深对该方法的认识, 来促进 AGA8 方法的工程应用以及推广。

### 致 谢

本项目得到国家重大专项“大型油气田及煤层气开发”专项的支持, 课题编号 2009ZX05038001, 感谢中石油煤层气有限责任公司允许本论文的发表。

### 参 考 文 献

- [1] GB/T 17747.1-1999. 天然气压缩因子的计算 (第 1 部分): 导论和指南. 1999.
- [2] 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. 油气井测试, 2007, 16(2): 4-7.
- [3] Dranchuk P M, Purvis R A and Robinson D B. Computer Calculations of Natural Gas Compressibility Factors Using the Standing and Katz Correlation. Inst of Petroleum Technical Series, 1974, 36(4): 76-80.
- [4] Dranchuk P M, AburKassem J H. Calculation of Z Factor's for Natural Gas Using Equations of State. JCPT, 1975, 40(4).
- [5] Hall K R, Yarborough L. A New Equations of State for Z Factor Calculations. Oil and Gas Journal, 1973, 37(8): 82-92.
- [6] Hankinson R W, Thomas L K, Phillips K A. Predict Natural Gas Properties. Hydr. Proe, 1969, 48(4): 106-108.

- [ 7 ] Van der Waals J D. The Equation of State for Gases and Liquids. in Nobel Lectures in Physics, 1910.
- [ 8 ] Redlich O and Kwong J. On the Thermodynamics of Solutions. An Equation of State. Fugacities of Gaseous Solutions. Chemical Reviews, 1949.
- [ 9 ] Soave G. Equilibrium Constants from a Modified Redlich Kwong Equation of State. Chem. Eng. Sci., 1972.
- [ 10 ] Peng D Y and Robinson D B. A New Two Constants Equation of State. Ind. Eng. Chem. Fund, 1976.
- [ 11 ] Schmidt G and Wenzel H. A Modified Van der Waals Type Equation of State. Chem. Eng. Sci., 1980.
- [ 12 ] Patel N C and Teja A S. A New Equation of State for Fluids and Fluid Mixtures. Chem. Eng. Sci. 1982.
- [ 13 ] Trebble M A and Bishnoi P R. Development of a New Four Parameter Cubic Equation of State. Fluid Phase Equilibria, 1987.
- [ 14 ] Lawal A S. New Criticality Criteria for Equation of State Compositional Models. SPE Poster Session Paper Presented at the 1987 SPE Ninth Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas, Feb. 1- 4.
- [ 15 ] Benedict M, Webb G B and Rubin L C. An Empirical Equation for Thermodynamics Properties of Light Hydrocarbons and Their Mixtures, Methane, Ethane, Propane and n Butane. J. Chem. Phys., 1940.
- [ 16 ] Starling K E. Fluid Thermodynamic Properties for Light Petroleum Systems. Gulf Pub, 1973.
- [ 17 ] GB/T 17747. 2- 1999. 天然气压缩因子的计算(第 2 部分): 用摩尔组成进行计算. 1999.
- [ 18 ] Standing M B and Katz. Density of Natural Gases. Trans. AIME., 1942, 146: 140- 149.
- [ 19 ] William C. Lyons(编者), 李晓明, 赵洪才, 等(译者). 石油与天然气工程技术手册. 北京: 中国石化出版社, 2003.
- [ 20 ] 刘光启, 马连湘, 刘杰. 化学化工物性数据手册. 北京: 化学工业出版社, 2002.
- [ 21 ] 张川如. 非烃天然气的偏差系数. 试采技术, 1992, 13 (1): 29- 33.
- [ 22 ] Neeraj Kumar, B Tech. Compressibility Factors for Natural and Sour Reservoir Gases by Correlations and Cubic Equations of State. MS Thesis, Department of Petroleum Engineering, Texas Tech University, 2004.
- [ 23 ] Bruce E Poling, John M Prausnitz, John P O' Connell(编者), 赵红玲, 王凤坤, 等(译者). 气液物性估算手册. 北京: 化学工业出版社, 2006.
- [ 24 ] Kay W B. Density of Hydrocarbon Gases and Vapors at High Temperature and Pressure. Ind. Eng. Chem., 1936, 28: 1014- 1019.
- [ 25 ] Joffe J and Zudkevitch D. Prediction of Critical Properties of Mixtures. Chem. Eng. Progr. Symp. Series, 1967, 63( 81).
- [ 26 ] Stewart W F, Burkhardt S F and Voo D. Prediction of Pseudocritical Parameters for Mixtures. Paper Presented at the AIChE Meeting, Kansas City, MO, 1959.
- [ 27 ] Sutton J R. The Critical Pressure of Multicomponent Mixtures. Advances in Thermophysical Properties at Extreme Temperatures and Pressures. Am. Soc. Mech. Engrs., 1965.

本文收稿日期: 2010- 12- 04 编辑: 许兰婷

(上接 22 页)

(2) 在此基础上, 分析了煤层气井在注入/压降设计方面存在的问题, 提出了针对不同煤层进行设计, 尤其确定合理的流量、合理的注入压力及优化的注入时间序列。

(3) 分析了煤层气井在注入/压降设备方面存在的问题, 提出了必须对注入系统进行改进和优化、增加流量自动记录系统, 以及增强井下开关的可控性的建议。

(4) 分析了煤层气试井资料分析评价方面存在的问题, 建议考虑煤层特点, 建立更多的适合于煤层气试井资料分析的试井模型及资料分析方法。

## 致 谢

本项目得到国家重大专项“大型油气田及煤层气开发”专项的支持, 课题编号 2009ZX05038001, 感谢中石油煤层气有限责任公司允许本论文的发表。

## 参 考 文 献

- [ 1 ] 冯文光. 煤层气藏工程[ M ]. 北京: 科学技术出版社, 2009.
- [ 2 ] 陈彦丽, 刘启国, 等. 浅析煤层气井与常规油气井在试井方面的差别[ J ]. 中国煤层气, 2006, 3( 4 ).
- [ 3 ] Anbarci K, Ertekin T. A Comprehensive Study of Pressure Transient Analysis with Sorption Phenomena for Single Phase Gas Flow in Coal Seams. SPE 20568.
- [ 4 ] Ertekin T, Sung W. Pressure Transient Analysis of Coal Seams in the Presence of Multi-Mechanistic Flow and Sorption Phenomena. SPE 19102.
- [ 5 ] 刘曰武, 张大为, 陈慧新, 等. 多井开采条件下煤层气渗流规律[ J ]. 岩石力学与工程学报, 2005, 24( 10 ): 1679- 1686.
- [ 6 ] 庄惠农, 韩永新. 煤层气层渗流与煤层气试井[ J ]. 重庆大学学报(自然科学版), 2000, ( S1 ): 18- 21.

本文收稿日期: 2010- 12- 04 编辑: 穆立婷



the problem why CBM is cleaner, efficient and safe energy resource. First, CBM is a new energy showed by its development history and unconventional properties. Second, CBM is cleaner than other energy resources considering its combustion products. Third, CBM is more efficient due to its calorific value and utilization ratio. In addition, CBM is safe in atmospheric environment and coal mine environment. In this paper, C/H ratio is considered to be a key factor to energy resources mainly comprised of carbon element and hydrogen element in determining the quality of the energy. That is to say, the smaller the C/H ratio is, the better (cleaner, more efficient and safer) the energy is. Finally, according to the advantages of CBM, it plays an important role in energy supply and environment protection, which shows the importance of development and utilization of CBM.

**Key words:** coalbed methane, clean energy, efficient energy, safe energy, environment pollution

**Study on AGA8 92DC Method of Gas Deviation Factor Calculation.** 2010, 19(6): 29~ 36

*Su Zhongliang, Liu Yuwu (Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences), Zhang Junqing (International Division, CNPC)*

The deviation factor, as one of the most important physical property parameters of natural gas, plays an important role in the exploration, production, transportation, processing and use of natural gas. In this paper, the existing methods of calculating the gas deviation factors are summarized, and a special research of a widely used method named AGA8 92DC (AGA8) is conducted. Although AGA8 has been an international standards on calculating gas deviation factors since 1992, few studies have been conducted up to now. So the scope of application or the accuracy of AGA8 is not well known. Using the self compiled C++ program for AGA8, we obtain the deviation factors of the gases with different components under different temperatures and pressures. By comparing the computed deviation factors with the Standing-Katz chart data or experimental data, the scope of application of AGA8 is determined. This study will lay a solid foundation for the application and extension of AGA8 method.

**Key words:** natural gas, deviation factor (compressibility factor), critical properties, EOS

**Review on CBM Desorption/ Adsorption Mechanism.** 2010, 19(6): 37~ 44

*Liu Yuwu, Su Zhongliang, Zhang Junqing (Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences), Fang Hongbin (Institute of Aerospace Engineering and Mechanics, Tongji University)*

By analyzing factors that restricting the development of CBM and energy demand at home and abroad, the paper pointed out that researching CBM desorption and adsorption mechanism is significant. Through analyzing domestic and international history and current status of CBM desorption and adsorption mechanism, CBM desorption and adsorption mechanism was grouped into two classes: monolayer adsorption and multi-molecular layer adsorption. CBM desorption and adsorption mechanism model was divided into five categories: Langmuir isothermal and the extended model, BET multi-molecular layer adsorption model, adsorption potential theoretical model, adsorption solution model and experimental data analysis model. Factors that affecting CBM desorption and adsorption which included coal bed property, pore structure, components of CBM, pressure conditions, temperature conditions and so on were analyzed in detail. The research showed future direction of desorption and adsorption mechanism, especially the way of methane and water combining and separation with carbon molecules in coal bed, was to study mainly the dynamic process of CBM desorption and adsorption states in the condition of complex factors at current.

**Key words:** coalbed methane (CBM), absorption/desorption, mechanism, model

**Research on Unstructured Grid Generation for CBM Numerical Well Testing.** 2010, 19(6): 45~ 48

*Li Haisheng (College of Computer and Information Engineering, Beijing Technology and Business University), Liu Yuwu (Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences)*

This paper analyzes the unstructured grid generation methods in numerical well testing. The "winged edge" data structure is designed by using the good characteristics of Delaunay triangulation. The constrained Delaunay triangulation algorithm with good mesh quality is achieved. Examples show that the resulting grid with boundary constraint consistency and better quality, which can meet the requirements of CBM computing numerical well testing.

**Key words:** CBM well testing, unstructured grid, Delaunay triangulation, constrained, Voronoi diagram

**Numerical Well Testing Method for Well by Considering CBM Desorption.** 2010, 19(6): 49~ 52, 70

*Ouyang Weiping, Liu Yuwu (Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences)*

The distinguish character between CBM well test and normal gas well test is the desorption phenomena in coalbed. This paper developed a new well test model for CBM well by considering the desorption effect in homogeneous coalbed. The stable source method is introduced to describe the desorption effect in the governing equation. And the numerical solution is obtained by finite element method. By analyzing the desorption coefficient, it shows that the desorption effect made the pressure drop slowly and the pressure wave propagate slowly also. When the desorption coefficient reached a certain value, the desorption rate will be equal to the production rate and the pressure wave will stop propagate. It is similar to that there exists a constant pressure boundary in the coalbed. In addition, by considering the effect of critical desorption pressure, it shows that the smaller difference between the critical desorption pressure and the initial pressure, the earlier emerging of the desorption effect and the greater impact on well test type test curve.

**Key words:** CBM, seepage, desorption, numerical well testing, finite element

**Numerical Well Test Model for CBM Infinite Conductivity Vertical Fracture Well.** 2010, 19(6): 53~ 56

*Ouyang Weiping, Liu Yuwu (Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences)*

Considering the effects of CBM desorption and absorption in coalbed, a new infinite conductivity vertical fracture well test model is developed in this paper, the finite element equation was derived, and numerical solution was obtained. The type curve in double logarithmic form and pres-