

天然气含水量计算公式评价

陈思锭¹ 付剑梅¹ 张 哲²

1. 西南石油大学石油工程学院, 四川 成都 610500

2. 中国石油规划总院油气田地面工程规划研究所, 北京 100083

摘要:

含水量是管输天然气气质参数中一项重要的理化指标, 其计算值的准确度直接影响天然气开采、集输与处理等过程中工艺计算的正确性。对目前国内外主要天然气含水量计算公式进行了归纳分析, 利用文献报道的实测数据, 采用六种统计指标和一个相对性能系数对计算公式进行基于误差分析的综合评价, 筛选出计算精度相对较高的 Bahadori、Bukacek-Saul-Wagner 和宁英男等公式。建议在组成不太明确时使用 Bahadori 公式来计算酸气含量较低的天然气含水量。

关键词:

天然气; 含水量; 水露点; 公式; 方法; 评价

文献标志码: A

文章编号: 1006-5539(2012)06-0026-05

0 前言

含水量是管输天然气气质参数中一项重要的理化指标, 其计算值的准确度直接影响天然气开采、集输与处理等过程中工艺计算的正确性。天然气的含水量一般可通过实验测定^[1-2]、查阅算图^[3]和公式化计算得到, 而公式化计算又分为两类: 一是基于已知气体干基组成, 应用实际气体状态方程进行烃-水体系平衡计算获得^[4-5]; 二是基于已知气体体系的压力和温度条件, 采用经验或半经验的方式对已有实测数据或算图的回归分析得到, 后者多用于天然气组成不太明确的条件。但算图存在易导致较大读数误差且不能用于计算机计算等缺陷, 因此拟对天然气含水量计算公式进行评价。

1 计算公式

1.1 王俊奇公式

王俊奇^[6]通过理论推导得出了基于纯水饱和蒸汽压的天然气含水量公式, 并应用拉乌尔定律对天然气中盐类组成和酸性组分含量进行修正。由于所使用的饱和蒸汽压方程自身的局限性, 王俊奇公式适用于 0.01~373.946 °C 的温度范围。

$$W_{H_2O} = 804 \times \frac{P_{sw}(1-S-y_{H_2S}-y_{CO_2})}{P-P_{sw}(1-S-y_{H_2S}-y_{CO_2})} \quad (1)$$

$$P_{sw} = P_c \exp \left[f \left(\frac{T_{sw}}{T_c} \right) \left(1 - \frac{T_c}{T_{sw}} \right) \right] \quad (2)$$

当 $T_A < T_{sw} < 482 \text{ K}$ 时,

$$f \left(\frac{T_{sw}}{T_c} \right) = 7.214 \ 8 + 3.956 \ 4 \left(0.745 - \frac{T_{sw}}{T_c} \right)^2 + 1.348 \ 7 \left(0.745 - \frac{T_{sw}}{T_c} \right)^{3.177 \ 8} \quad (3)$$

收稿日期:

2012-08-08

作者简介:

陈思锭(1987-), 男, 四川内江人, 硕士研究生, 主要从事油气集输及处理技术研究。

当 $482\text{ K} < T_{\text{sw}} < T_c$ 时,

$$f\left(\frac{T_{\text{sw}}}{T_c}\right) = 7.2148 + 4.5461 \left(\frac{T_{\text{sw}}}{T_c} - 0.745\right)^2 + 307.53 \left(\frac{T_{\text{sw}}}{T_c} - 0.745\right)^{5.3475} \quad (4)$$

式中 $W_{\text{H}_2\text{O}}$ ——天然气含水量, g/m^3 ;

P_{sw} ——纯水的饱和蒸汽压, MPa ;

S ——天然气中水分的含盐量, %;

$y_{\text{H}_2\text{S}}$ ——天然气中 H_2S 的摩尔分数;

y_{CO_2} ——天然气中 CO_2 的摩尔分数;

P ——天然气体系的绝对压力, MPa ;

P_c ——水蒸气的临界压力, $P_c = 22.064\text{ MPa}$;

T_c ——水蒸气的临界温度, $T_c = 647.096\text{ K}$;

T_{sw} ——天然气中饱和水蒸气的温度, K ;

T_A ——水蒸气的三相点温度, $T_A = 273.16\text{ K}$ 。

说明:a) 根据水蒸气饱和蒸汽压准确计算式(2)的来源^[7], 对式(2)进行了修订, 用修订后的公式计算从三相点到临界点的结果全部符合 1985 年国际水蒸气性质骨架表中规定的允许误差;b) 王俊奇公式中水蒸气的临界点及三相点参数值均采用国际水和蒸汽性质协会(IAPWS)公布的热力学性质新工业标准

表1 Bukacek-Saul-Wagner方程中所用的系数值

系数	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6
数值	-7.859 517 83	1.844 082 59	-11.786 649 7	22.680 774 11	-15.961 871 9	1.801 225 02

1.2.2 Bukacek 公式

文献^[12]报道了另一种形式的 Bukacek 公式, 适用的压力范围为 $1.38 \sim 20.68\text{ MPa}$ 。

$$W_{\text{H}_2\text{O}} = 1.10419 \times 10^{(0.9351 - 1.63836T^{-1} - 98.162T^{-2})} \times P^{-1} + 1.60188 \times 10^{(-4.69449 - 1713.66T^{-1})} \quad (7)$$

式中 A 、 B ——与天然气水露点温度 T 相关的系数。

1.2.3 Behr 公式

Behr^[13]将天然气水露点温度与 Bukacek 在 $2.07 \sim 8.27\text{ MPa}$ 压力下取得的含水量数据进行了拟合, 得出

表2 Behr公式中所用的系数值

系数	A_0	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7
数值	-17.481 51	-4 528 899.1	$7.538\,552 \times 10^8$	14.960 74	-2.187 018	0.099 039 6	0.390 777	-0.101 408

1.3 Bahadori 公式

Bahadori 等^[14]通过拟合已发表文献中所提供的含水量实测数据, 提出了一组简单易用的公式来计算酸性组分含量不超过 40 % 的天然气含水量, 该组公式的适用范围: 压力为 $1 \sim 15\text{ MPa}$, 温度为 $15 \sim 120\text{ }^\circ\text{C}$ 。

$$W_{\text{H}_2\text{O}} = 1.056 \times 10^{(a_1 + a_2 \times \ln(P) + a_3 \times (\ln(P))^2 + a_4 \times (\ln(P))^3 - 3)} \quad (12)$$

IAPWS-IF97 中的推荐值^[8]。

1.2 Bukacek 方程

1.2.1 Bukacek-Saul-Wagner 公式

Bukacek^[9]采用现代计算机技术回归相关实验数据, 提出了带有偏差因子的方程(5), 该方程的复杂之处在于缺少纯水饱和蒸汽压准确计算式。因此将具有相当精度的纯水饱和蒸汽压准确计算式 Saul-Wagner 方程^[10]与 Bukacek 方程(5)组合成 Bukacek-Saul-Wagner 公式来计算天然气含水量, 该组合公式的计算值在温度介于 $15 \sim 238\text{ }^\circ\text{C}$ 、压力介于 $0.1 \sim 69\text{ MPa}$ 的天然气体系中较为准确, 其与 McKetta-Wehe 算图在规定范围内计算结果的精确度约为 $\pm 5\%$ ^[11]。

$$W_{\text{H}_2\text{O}} = 803.67 \times \frac{P_{\text{sw}}}{P} + 1.69273 \times 10^{(4.69449 - 1713.66T^{-1})} \quad (5)$$

$$\ln\left(\frac{P_{\text{sw}}}{P_c}\right) = \frac{T_c}{T} \left[a_1 \left(1 - \frac{T}{T_c}\right) + a_2 \left(1 - \frac{T}{T_c}\right)^{1.5} + a_3 \left(1 - \frac{T}{T_c}\right)^3 + a_4 \left(1 - \frac{T}{T_c}\right)^{3.5} + a_5 \left(1 - \frac{T}{T_c}\right)^4 + a_6 \left(1 - \frac{T}{T_c}\right)^{7.5} \right] \quad (6)$$

式中 T ——天然气水露点温度, K ;

$a_1 \sim a_6$ ——系数, 具体值见表 1。

水蒸气的临界参数值和其他参数亦如前述。

了以下公式, 适用的压力范围为 $1.38 \sim 20.68\text{ MPa}$ 。

$$\ln W_0 = A_0 + A_1(1/T_0)^2 + A_2(1/T_0)^3 + A_3(\ln P_0) + A_4(\ln P_0)^2 + A_5(\ln P_0)^3 + A_6(\ln P_0/T_0)^2 + A_7(\ln P_0/T_0)^3 \quad (8)$$

$$T_0 = 1.8T \quad (9)$$

$$P_0 = 145.0377P \quad (10)$$

$$W_{\text{H}_2\text{O}} = 0.0160185W_0 \quad (11)$$

式中 T ——天然气水露点温度, K ;

$A_0 \sim A_7$ ——系数, 具体值见表 2;

W_0 、 T_0 、 P_0 ——用于单位制转换的中间参数。

$$a_i = A_i + B_i T + C_i T^2 + D_i T^3 \quad (i=1 \sim 4) \quad (13)$$

式中 T ——天然气体系绝对温度, K ;

a_i 、 A_i 、 B_i 、 C_i 、 D_i ——系数, 具体值见表 3。

1.4 McKetta-Wehe 算图回归法

1958 年, McKetta 和 Wehe 发布了一幅用于预测酸性组分含量不超过 5 % 的天然气含水量的算图, 其

表3 Bahadori公式中所用的系数值

系数	$i=1$	$i=2$	$i=3$	$i=4$
A_i	-19.467 360 72	30.071 017 148	-15.134 374 2	1.955 498 725 4
B_i	0.062 742 134 12	-0.171 087 077 9	0.102 010 482 7	-0.013 966 991 62
C_i	$2.384\ 473\ 436 \times 10^{-4}$	$2.268\ 831\ 34 \times 10^{-4}$	$-2.165\ 793\ 851 \times 10^{-4}$	$3.264\ 868\ 205 \times 10^{-5}$
D_i	$-5.673\ 899\ 072 \times 10^{-7}$	$3.123\ 350\ 518 \times 10^{-8}$	$1.348\ 432\ 385 \times 10^{-7}$	$-2.420\ 109\ 873 \times 10^{-8}$

中的曲线是按相对密度为 0.6, 与水相平衡的天然气绘制的^[15]。该算图以简捷方便、适用范围广且不失准确性的优点得到了广泛应用,但其不足之处在于图中曲线较密集容易引起较大读数误差,且不能用于计算机计算。此后诸多研究者均致力于在此基础上提出一种形式简单的公式以克服算图法的缺陷。

1.4.1 Kazim 公式

Kazim^[16-17]提出了一组基于 McKetta-Wehe 算图的公式来计算天然气含水量,该组公式的适用范围:压

表4 Kazim公式中所用的系数值

温度范围 $T/^\circ\text{C}$	a_1	a_2	a_3	a_4	b_1	b_2	b_3	b_4
<37.78	4.343 22	1.359 12	-6.823 91	3.954 07	1.037 76	-0.028 65	0.041 98	-0.019 45
$37.78 \sim 82.22$	10.381 75	-3.415 88	-7.938 77	5.849 5	1.026 74	-0.012 35	0.023 13	-0.011 55

1.4.2 宁英男公式

宁英男等人^[18]通过对 McKetta-Wehe 算图进行数学模拟,提出了一组形式较简单的公式,并建议使用函数间插值法以确定线间量值。

$$\ln W_0 = a_0 + a_1 T + a_2 T^2 \quad (17)$$

$$C_g = 1.015\ 32 + 0.001\ 1T - 0.018\ 2d - 0.001\ 42Td \quad (18)$$

$$C_s = 1 - 0.022\ 47S \quad (19)$$

$$W_{H_2O} = C_g C_s W_0 \quad (20)$$

式中 W_{H_2O} ——校正后的天然气含水量, g/m^3 ;
 W_0 ——相对密度等于 0.6 时的天然气含水量, g/m^3 ;
 C_g ——相对密度校正系数;
 C_s ——含盐量校正系数;
 T ——天然气体系温度, $^\circ\text{C}$;
 d ——天然气相对密度;
 S ——天然气中水分的含盐量, %;
 a_0, a_1, a_2 ——与体系压力(低于 100 MPa)相关的系数,具体值见表 5。

虽然宁英男公式包含了天然气密度和盐度对含水量的影响,但没有考虑 H_2S 和 CO_2 的影响,因此不适用于酸气混合体系。

1.4.3 诸林公式

诸林等人^[19]通过回归 McKetta-Wehe 算图所使用的相关实验数据,提出了一组形式简单的公式。

$$W_{H_2O} = \frac{A}{P_1} + B \quad (21)$$

力为 2.07~8.27 MPa,温度低于 82.22 $^\circ\text{C}$ 。

$$W_{H_2O} = 0.016\ 018\ 5AB^{(32+1.8T)} \quad (14)$$

$$A = \sum_{i=1}^4 a_i \left(\frac{145.037\ 7P - 350}{600} \right)^{i-1} \quad (15)$$

$$B = \sum_{i=1}^4 b_i \left(\frac{145.037\ 7P - 350}{600} \right)^{i-1} \quad (16)$$

式中 T ——天然气体系温度, $^\circ\text{C}$;
 a_i, b_i ——相关系数,具体值见表 4。

表5 宁英男公式中所用的系数值

压力 /MPa	系 数		
	a_0	a_1	a_2
0.1	-30.067 2	0.163 4	$-1.745\ 2 \times 10^{-4}$
0.2	-27.578 6	0.143 5	$-1.434\ 7 \times 10^{-4}$
0.3	-27.835 7	0.142 5	$-1.421\ 6 \times 10^{-4}$
0.4	-27.319 3	0.138 3	$-1.366\ 8 \times 10^{-4}$
0.5	-26.214 6	0.130 9	$-1.264\ 3 \times 10^{-4}$
0.6	-25.748 8	0.126 1	$-1.187\ 5 \times 10^{-4}$
0.8	-27.213 3	0.133 4	$-1.288\ 4 \times 10^{-4}$
1.0	-26.240 6	0.126 8	$-1.199\ 1 \times 10^{-4}$
1.5	-26.129 0	0.123 7	$-1.153\ 4 \times 10^{-4}$
2	-24.578 6	0.113 3	$-1.010\ 8 \times 10^{-4}$
3	-24.765 3	0.112 8	$-1.011\ 3 \times 10^{-4}$
4	-24.717 5	0.112 0	$-1.008\ 5 \times 10^{-4}$
5	-26.897 6	0.123 2	$-1.161\ 8 \times 10^{-4}$
6	-25.116 3	0.112 8	$-1.026\ 4 \times 10^{-4}$
8	-26.034 1	0.117 2	$-1.091\ 2 \times 10^{-4}$
10	-25.440 7	0.113 3	$-1.042\ 5 \times 10^{-4}$
15	-22.626 3	0.097 3	$-8.413\ 6 \times 10^{-5}$
20	-22.136 4	0.094 6	$-8.175\ 1 \times 10^{-5}$
30	-20.443 4	0.085 1	$-7.035\ 3 \times 10^{-5}$
40	-21.125 9	0.088 1	$-7.451\ 0 \times 10^{-5}$
50	-20.252 7	0.083 4	$-6.909\ 4 \times 10^{-5}$
60	-19.117 4	0.077 3	$-6.164\ 1 \times 10^{-5}$
70	-20.500 2	0.084 5	$-7.115\ 1 \times 10^{-5}$
100	-20.497 4	0.083 8	$-7.049\ 4 \times 10^{-5}$

$$P_i=9.869\ 233\ P \tag{22}$$

$$A=A_1+A_2\times T+A_3\times T^2+A_4\times T^3+A_5\times T^4+A_6\times T^5+A_7\times T^6+A_8\times T^7 \tag{23}$$

$$B=B_1+B_2\times T+B_3\times T^2+B_4\times T^3+B_5\times T^4+B_6\times T^5+B_7\times T^6+B_8\times T^7 \tag{24}$$

表6 诸林公式中所用的系数值

系数	i=1	i=2	i=3	i=4	i=5	i=6	i=7	i=8
A_i	4.652 95	0.337 802	$1.114\ 26\times 10^{-2}$	$2.043\ 72\times 10^{-4}$	$1.910\ 21\times 10^{-6}$	$1.562\ 75\times 10^{-8}$	$1.990\ 46\times 10^{-10}$	-1.23039×10^{-12}
B_i	$4.515\ 28\times 10^{-2}$	$5.332\ 58\times 10^{-3}$	$3.368\ 23\times 10^{-5}$	$-5.553\ 96\times 10^{-6}$	$8.530\ 42\times 10^{-8}$	$2.439\ 80\times 10^{-9}$	-5.12454×10^{-11}	$2.459\ 62\times 10^{-13}$

2 评价方法

为了确定计算公式的准确程度和适用范围,对各计算公式进行误差分析,采用六种相对可靠的统计指标 $E_1\sim E_6$ 和一个相对性能系数 F_{RP} 来综合评价天然气含水量计算公式的优劣^[20-21]。

2.1 相对平均百分误差 E_1

相对平均百分误差反映了计算值平均偏大或偏小的百分数,用以评价计算值和实测值的吻合程度。

$$E_1=\left(\frac{1}{n}\sum_{i=1}^n PE_i\right)\times 100 \tag{25}$$

$$PE_i=\left(\frac{\text{计算值}-\text{实测值}}{\text{实测值}}\right)_i \tag{26}$$

2.2 绝对平均百分误差 E_2

当评价数据量较少时,绝对平均百分误差对误差较敏感。

$$E_2=\left(\frac{1}{n}\sum_{i=1}^n |PE_i|\right)\times 100 \tag{27}$$

2.3 标准百分偏差 E_3

$$E_3=\sum_{i=1}^n \sqrt{(PE_i-E_1)^2/(n-1)} \tag{28}$$

2.4 平均误差 E_4

平均误差是衡量计算值相对于实测值总准确度的指标,同样用以评价计算值和实测值的吻合程度。

$$E_4=\left(\frac{1}{n}\sum_{i=1}^n AE_i\right) \tag{29}$$

$$AE_i=(\text{计算值}-\text{实测值})_i \tag{30}$$

2.5 绝对平均误差 E_5

绝对平均误差对大数据误差敏感性不显著,是计算值与实测值离散性的指标之一。

$$E_5=\left(\frac{1}{n}\sum_{i=1}^n |AE_i|\right) \tag{31}$$

2.6 标准差 E_6

标准百分偏差和标准差都反映了对相应平均误

式中 P ——天然气体系压力,MPa;
 P_1 ——用于单位制转换的中间参数;
 T ——天然气水露点温度, $^{\circ}\text{C}$;
 A 、 B ——系数,具体值见表 6。

差 E_1 和 E_4 的离散程度。

$$E_6=\sum_{i=1}^n \sqrt{(AE_i-E_4)^2/(n-1)} \tag{32}$$

2.7 相关系数 F_{RP}

综合上述统计误差 $E_1\sim E_6$,定义相关系数 F_{RP} 作为多个计算模型的评价准则。 F_{RP} 值越小,计算模型的准确度相对越高, $F_{\text{RP}}=0$ 为最优计算模型, $F_{\text{RP}}=6$ 为最劣计算模型。

$$F_{\text{RP}}=\frac{|E_1|-|E_{1\min}|}{|E_{1\max}|-|E_{1\min}|}+\frac{E_2-E_{2\min}}{E_{2\max}-E_{2\min}}+\frac{E_3-E_{3\min}}{E_{3\max}-E_{3\min}}+\frac{|E_4|-|E_{4\min}|}{|E_{4\max}|-|E_{4\min}|}+\frac{E_5-E_{5\min}}{E_{5\max}-E_{5\min}}+\frac{E_6-E_{6\min}}{E_{6\max}-E_{6\min}} \tag{33}$$

3 天然气含水量计算公式评价

前文所述八种天然气含水量计算公式的压力和温度适用范围见表 7。使用 Visual Basic 6.0 编制计算程序,将天然气含水量的计算值与文献报道^[6,22]的实测值进行误差分析,结果见表 8。

表7 天然气含水量计算公式适用范围

公式名称	适用范围	
	压力 /MPa	温度 / $^{\circ}\text{C}$
王俊奇	≤ 3.45	0.01 ~ 373.946
Bukacek-Saul-Wagner	0.1 ~ 69	15 ~ 238
Bukacek	1.38 ~ 20.68	—
Behr	1.38 ~ 20.68	—
Bahadori	1 ~ 15	15 ~ 120
Kazim	2.07 ~ 8.27	≤ 82.22
宁英男	≤ 100	—
诸林	—	—

注:表中“—”表示公式出处文献未提供压力或温度的适用范围。

表8 天然气含水量计算公式误差分析与评价

公式名称	E_1	E_2	E_3	E_4	E_5	E_6	F_{RP}	F_{RP} 排序
王俊奇	-29.351 2	29.351 2	109.047 0	-3.902 3	3.902 3	16.843 1	1.185 0	4
Bukacek-Saul-Wagner	-8.447 6	13.853 2	31.384 9	-0.804 6	2.173 8	8.998 7	0.254 8	2
Bukacek	-5.332 6	93.935 6	19.811 8	-14.952 3	16.275 4	76.571 3	1.725 2	6
Behr	-31.460 3	31.460 3	116.883 0	-6.971 5	6.971 5	34.014 8	1.405 7	5
Bahadori	-7.044 3	13.269 5	26.171 4	0.036 9	2.712 3	10.232 0	0.203 3	1
Kazim	-3.284 2	39.784 8	9.831 2	-0.512 5	1.147 5	3.216 5	0.376 2	#
宁英男	-17.333 7	18.930 2	64.398 9	-2.704 6	2.873 8	12.612 9	0.640 1	3
诸林	66.129 2	90.222 3	245.686 4	68.380 0	69.758 5	438.653 4	5.953 6 (0.372 0)	#

注：“#”表示该公式不参与 F_{RP} 排序，括号内的值是在剔除掉高压数据后重新计算的 F_{RP} 。

4 结论与分析

表 8 的天然气含水量计算公式误差分析评价的结果表明：

a) 应用上述八个公式计算出的天然气含水量与实测值间均存在一定偏差。根据 F_{RP} 排序结果显示，在对所搜集的实测数据的评价中，表现较好的计算公式为 Bahadori 公式，其次为 Bukacek-Saul-Wagner 公式和宁英男公式。其中 Kazim 公式的适用范围过窄，导致评价数据量与其他计算公式差距过大；诸林公式在高温高压条件下，计算值出现严重错误，导致 $F_{RP}=5.953\ 6$ ，而在剔除掉高温高压下的数据后，重新计算的 $F_{RP}=0.372\ 0$ ，说明诸林公式的适用范围（特别是在高温高压下）有待进一步确认，故这两个公式均不参与 F_{RP} 排序。

b) 王俊奇公式基于理论推导而来，计算结果较实验值偏差稍大。Bukacek 公式虽然基于 Bukacek 方程，但使用的水蒸气饱和蒸汽压计算式来源不明确，计算误差较大。

c) 在组成不太明确时，推荐使用 Bahadori 公式来计算酸气含量较低的天然气含水量。

参考文献：

[1] 罗 勤,邱少林.天然气中水含量分析方法标准简介[J].石油与天然气化工,2000,29(2):96-99.

[2] 肖立春,李 强,丁志江,等.高精度气体水分含量测量新方法[J].西安石油大学学报(自然科学版),2009,24(2):74-77.

[3] 诸 林,王 兵.天然气含水量的估算[J].天然气工业,1995,15(6):57-61.

[4] 段行知,蒋 洪,周道菊,等.应用状态方程求解天然气饱和含水量[J].天然气与石油化工,2006,35(6):428-430.

[5] 袁宗明,王 勇,贺 三,等.三甘醇脱水的计算机模拟分析[J].天然气与石油,2012,30(3):21-26.

[6] 王俊奇.天然气含水量计算的简单方法[J].石油与天然气

化工,1994,23(3):192-193.

[7] 严家骝,王永青.工程热力学[M](第2版).北京:中国电力出版社,2007. 180.

[8] 瓦格纳 W, 克鲁泽 A. 水和蒸汽的性质[M]. 项红卫译. 北京:科学出版社,2003.

[9] Bukacek R R. 1982 Annual Book of ASTM Standards;Part 25 [M]. Philadelphia:ASTM,1982. 48.

[10] Saul A, Wagner W. International Equations for the Saturation Properties of Ordinary Water Substance[J]. Journal of Physical and Chemical Reference Data,1987,16(4):893-901.

[11] Carroll J J. Natural Gas Hydrates:A Guide for Engineers[M](2nd ed). Burlington:Gulf Professional Publishing,2009.

[12] 李世伦.天然气工程 [M](第2版). 北京:石油工业出版社,2008. 45-46.

[13] Behr W R. Correlation Eases Absorber Equilibrium Line Calculation for TEG-Natural Gas Eehydration [J]. Oil & Gas Journal,1983,81(45):96-98.

[14] Bahadori A,Vuthaluru H B,Mokhtab S. Rapid Estimation of Water Content of Sour Natural Gases [J]. Journal of the Japan Petroleum Institute,2009,52(5):270-274.

[15] Mcketta J J,Wehe A H. Use the Chart of Water Content of Natural Gas[J]. Petroleum Refiner,1958,(8):153-154.

[16] Kazim F M A. Quickly Calculate the Water Content of Natural Gas[J]. Hydrocarbon Processing,1996,75(3):105-108.

[17] Kazim F M A.一种快速计算天然气含水量的方法[J]. 谢 恒译.天然气与石油,1997,15(3):63-66.

[18] 宁英男,张海燕,周贵江.天然气含水量图数学模拟与程序 [J]. 石油与天然气化工,2000,29(2):75-77,95.

[19] 诸 林,白 剑,王治红.天然气含水量的公式化计算方法 [J]. 天然气工业,2003,23(3):118-120.

[20] Xiao J J,Shoham O,Brill J P. 管线中气-液两相流的综合机械模型[J]. 陈家琅,李 儒译.国外油田工程,1992,8(1):65-71.

[21] 刘 武,张 鹏,程富娟,等.一组油气两相管流水力学模型的评估与优选[J]. 管道技术与设备,2003,(2):1-3,24.

[22] Gas Processors Suppliers Association. GPSA Engineering Data Book[M](12th ed). Tulsa:GPSA,2004.