

高含 CO₂ 凝析气相态测试及分析

余华杰，王 星，谭先红，田 波

(中海油研究总院开发研究院,北京 100027)

摘要:为了制定高含 CO₂ 凝析气藏的合理开发方式、提高凝析油采收率,需要了解高含 CO₂ 的凝析气流体在开发过程中存在的复杂相变行为。采用高温高压多功能地层流体分析仪,对不同摩尔分数 CO₂ 凝析气体系样品进行了单次闪蒸实验、露点压力测试、等组分膨胀实验和定容衰竭实验,对比分析了 CO₂ 摩尔分数对凝析气体系高压物性参数和相态特征的影响。研究结果表明,随着 CO₂ 摩尔分数的增加,凝析油的反凝析速度减缓,且最大反凝析液量减小约 15%、凝析油的采出程度增加约 20%、天然气采出程度为 85% 左右、相包络线向内收缩。富含 CO₂ 凝析气体系中的 CO₂ 既有利于抑制凝析油的反凝析,又有利于增强凝析油的反蒸发,对于提高凝析油采收率具有显著效果。

关键词:高含 CO₂ 凝析气 PVT 测试 相态 变化规律

中图分类号:TE311⁺.1 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2013)02-0104-05

Test and Analysis on Phase Features of High-CO₂ Condensate Gas

Yu Huajie, Wang Xing, Tan Xianhong, Tian Bo

(Development Research Department, CNOOC Research Institute, Beijing, 100027, China)

Abstract: To determine a suitable development mode and enhance condensate oil recovery in high-CO₂ condensate gas reservoir, the phase changing behavior of condensate gas flow in the development process was identified. The HTHP Multi-functional Fluid Analyzer was used in single flash vaporization test, dew point pressure test, constant component expansion test, and constant volume depletion test for high-CO₂ condensate gas samples with different mole fractions, and the impacts of such fractions on the phase behavior and HP physical parameters were also compared. With higher mole fraction of CO₂, the rate of retrograde condensation dropped, the peak of retrograde condensation liquid decreased by about 15%, the recovery factor of condensate oil increased by about 20%, the recovery of natural gas was about 85%, and the phase envelope curve shrank inwards. CO₂ in the system contributes to higher condensate recovery by inhibiting its retrograde condensation and enhancing the retrograde vaporization. It is significant for determining a reasonable production strategy.

Key words: high-CO₂; condensate gas; PVT test; phase state; variation rule

随着天然气勘探领域的扩大和技术的提高,在松辽、准噶尔、渤海湾等盆地发现了多个含 CO₂ 的火山岩气藏^[1-5],其 CO₂ 摩尔分数 20%~98%。最近,在我国渤海湾海域发现了在国内外极为罕见的、有别于含 CO₂ 常规天然气藏的凝析气藏,地层流体高含或特高含 CO₂(摩尔分数 40%~90%),它既不属于纯凝析气藏,也不属于纯 CO₂ 气藏^[6],其流体的相态特征研究对油气田的开发与开采具有重要意

收稿日期:2012-06-18;改回日期:2012-12-26。

作者简介:余华杰(1983—),男,湖北安陆人,2006 年毕业于长江大学石油工程专业,2009 年获中国石油大学(北京)油气田开发工程专业硕士学位,工程师,主要从事油气藏工程及数值模拟等方面的研究。

联系方式:(010)84526463,yuhj3@cnooc.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“西非、亚太及南美典型油气田开发关键技术研究”(编号:2011ZX05030-05)部分研究内容。

义^[7-9]。高含 CO₂ 凝析气藏作为一种特殊类型的油气藏,与含 CO₂ 常规天然气藏的最大不同之处在于,在开采过程中存在凝析油-气体系的复杂相变,同时由于 CO₂ 气体与常规天然气在临界压力、临界温度、黏度等方面存在较大差异,使其流体相态特征研究显得更为重要。前人对含 CO₂ 常规天然气藏的相态特征、井底压力计算等方面进行了研究^[10-14],但对于高含 CO₂ 凝析气藏相态特征的研究几乎空白。笔者对高含 CO₂ 凝析气体系进行高温高压相态测试,以清晰认识开发过程中地层流体体系 pVT 相态特征和物理化学性质的变化规律,为制定该类凝析气藏的合理开发方式、提高采收率提供更为可靠的理论依据。

1 实验流程与方法

实验设备为 JEFRI 全观测无汞高温高压多功能地层流体分析仪。该装置带有一个 150 mL 整体可视高温高压 PVT 筒,温度测试范围 -30~200 °C,测试精度为 0.1 °C;压力测试范围 0.1~70.0 MPa,测试精度 0.01 MPa。流程主要由注入

泵系统、PVT 筒、闪蒸分离器、温控系统、油/气相色谱和电子天平等组成(见图 1)。实验测试方法按照 SY/T5543—2002 凝析气藏流体物性分析方法进行。

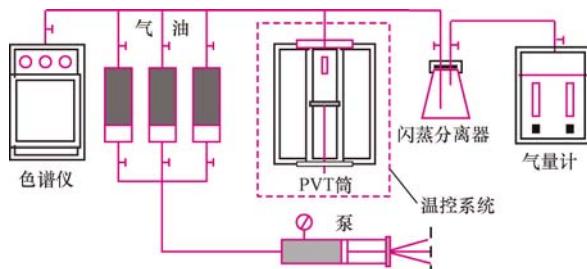


图 1 凝析油气体系相态实验流程

Fig. 1 Process of phase test for condensate system

2 实验结果与分析

2.1 单次闪蒸实验

恒压下将原始地层条件下的 3 个地层凝析气样品进行单次闪蒸测试,计量单次脱气、脱油量,并对单脱油和单脱气进行色谱分析,各样品地层流体组分组成见表 1,各样品单次闪蒸流体物性见表 2。

表 1 凝析气地层流体组分摩尔分数

Table 1 Composition of gas condensate system with different CO₂ mole fractions

样品序号	CO ₂	N ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇₊	%
1	41.70	0.51	41.38	4.17	2.58	0.57	1.20	0.45	0.61	0.78	6.05	
2	59.90	0.45	29.05	2.87	1.58	0.32	0.66	0.25	0.34	0.50	4.08	
3	89.06	0.26	7.28	0.72	0.42	0.09	0.19	0.07	0.09	0.14	1.68	

表 2 凝析气流体物性特征

Table 2 Physical properties of gas condensate system with different CO₂ mole fractions

样品序号	生产油气油比/ (m ³ ·m ⁻³)	油罐油密度/ (g·cm ⁻³)	凝析油含量/ (g·m ⁻³)	凝析气 相对密度	体积系数	偏差系数
1	1 705.0	0.775 5	421	1.086	0.003 62	0.847 7
2	2 657.4	0.788 7	283	1.222	0.003 56	0.802 4
3	6 273.6	0.791 8	124	1.483	0.003 21	0.735 1

从表 1 可以看出:流体样品 1、2、3 均高含或特高含 CO₂,且 CO₂ 摩尔分数依次增加,轻烃 C₁ 组分摩尔分数依次减少,中间烃 C₂—C₆ 组分摩尔分数依次减少,重烃 C₇₊ 组分摩尔分数依次减少。

从表 2 可以看出:样品 1 的凝析油含量最高,达 421 g/m³,样品 3 的凝析油含量最低,仅为 124 g/m³,主要是由于样品 1 的中间烃和重组分摩尔分数高达 16.41%,可液化体积大;样品 3 的中间烃和重组分摩尔分数低,可液化体积小;样品 1 和样品 2 的凝析

油含量均大于 250 g/m³,样品 3 的凝析油含量 100~250 g/m³,因此样品 1 和样品 2 属于高含 CO₂ 高含凝析油的凝析气、样品 3 属于特高含 CO₂ 中含凝析油的凝析气^[5];随着 CO₂ 摩尔分数的增大,闪蒸气的相对密度增大、体积系数和偏差系数减小。

2.2 露点压力测试

对 3 个凝析气流体样品进行露点压力测试,测得各样品凝析气在不同温度下的露点压力,结果

见表3。样品1、2、3的原始地层温度和压力分别为118.6 °C、31.08 MPa, 120.1 °C、31.58 MPa, 121.1 °C、31.81 MPa。

表3 不同温度下凝析气的露点压力

Table 3 Dew point pressure of condensate gas with different CO₂ mole fractions under different temperatures

序号	温度/°C	露点压力/MPa
样品1	108.6	30.55
	118.6	31.08
	128.6	31.79
样品2	110.1	30.95
	120.1	31.28
	130.1	32.08
样品3	111.1	30.55
	121.1	31.58
	131.1	32.17

从表3可看出：各流体样品在原始地层条件下地层压力与露点压力的差分别为0或很小，流体处于高度饱和状态；相同的流体样品随着温度的升高露点压力升高；在不同的样品之间随着CO₂摩尔分数的增大，露点压力没有呈现出某种规律的变化，主要是由于流体相变特征极为复杂，同一组分对于不同流体的影响不同，CO₂可能使露点压力升高或者降低，取决于流体样品组分组成^[15]。

2.3 等组分膨胀实验

在地层温度下，逐级降压测定各流体样品恒质量恒组成的凝析气流体样品的体积与压力的关系，同时测得气体偏差系数与压力的关系（见图2）。

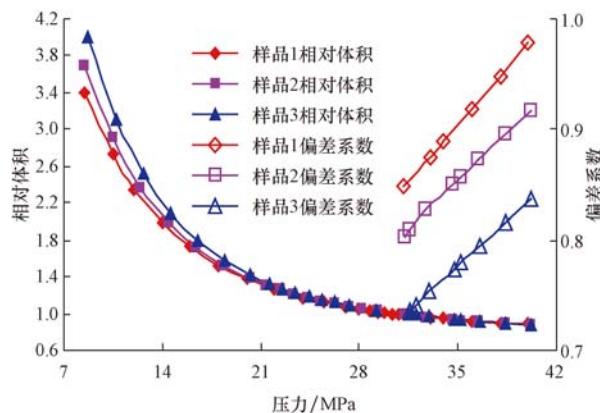


图2 等组分膨胀实验结果

Fig. 2 Results of CCE experiment for different samples

从图2可以看出：在高压（大于20 MPa）状态下，流体体积随压力下降而缓慢上升，各流体样品的弹性膨胀能力大体相当；在中低压（小于20 MPa）状态下，流体体积随压力下降而迅速上升，当压力降至

8 MPa时，各流体体积是露点压力下流体体积的3~4倍，并且在相同压力条件下，随着流体样品CO₂摩尔分数的增大其弹性膨胀能力略有增强，流体体积稍微变大；在压力高于露点压力的单相气体状态下，随着压力的下降气体偏差系数呈线性下降趋势，并且在相同压力条件下，随着CO₂摩尔分数的增大气体偏差系数减小。

2.4 定容衰竭实验

利用各流体样品进行定容衰竭实验，模拟凝析气藏衰竭式开采过程的开采动态、流体组分和性质变化以及不同衰竭压力下的油气采出程度。

从不同流体样品反凝析液量与压力的关系曲线（见图3）和采出物中C₇₊摩尔分数与压力的关系曲线（见图4）可以看出：样品1、2、3的最大反凝析压力和最大反凝析液量体积比分别为11.5 MPa、15.31%，10.0 MPa、5.69%，10.0 MPa、1.43%，基本在压力降至1/3原始地层压力时，出现最大反凝析液量；样品1属于地层压力与露点压力差为0的极高饱和凝析气，压力一旦降低，凝析油迅速析出，导致凝析油体积比急剧升高，采出物中C₇₊组分的摩尔分数急剧减少，证明了大量的重质组分反凝析在地层中；样品2和样品3地层压力与露点压力差小，在地层压力低于露点压力后，也出现凝析油反凝析现象，然而相比样品1来说，反凝析速度较为缓慢，反凝析液体积比随压力下降呈现缓慢上升趋势，采出物中C₇₊摩尔分数缓慢降低也充分说明了这一点；各流体样品在达到最大反凝析压力以后，由于低压蒸发作用，随着压力下降凝析油体积比减小。同时，从图3可以看出，各流体样品随着CO₂摩尔分数的增大，凝析油的反凝析速度相应减缓，且其最大反凝析液量也相应减少，这主要是由于CO₂具有很强的气化萃取能力，一方面抑制了凝析油的反凝析，另一方面增强了对凝析油的抽提反蒸发作用。

采出程度测试结果（见图5）表明：各流体样品压力衰竭到气藏废弃压力（5 MPa）时，样品3的凝析油采出程度最高（55.1%）、样品2次之（45.0%）、样品1最低（35.0%）；各样品凝析油采出程度均随压力降低而升高，但其曲线斜率越来越小，其增速随压力降低而减缓，曲线呈上升趋势。这主要是由于随着压力降低，原始地层流体反凝析，重质组分沉降，采出凝析气越发轻质，凝析油含量降低，采出速度减缓；天然气采出程度随压力降低而升高，最终采出程度大体相当，大约为85.0%。

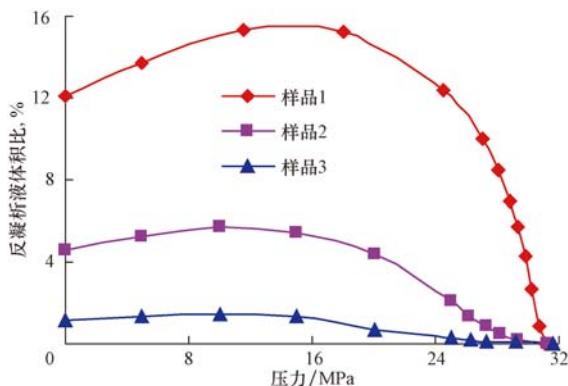


图 3 压力与反凝析液量的关系曲线

Fig. 3 Pressure vs. retrograde condensate liquid volume for different samples

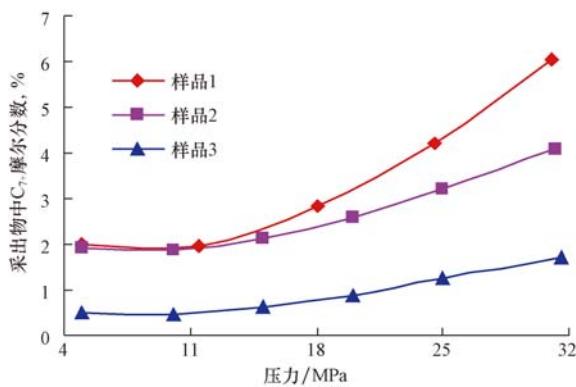
图 4 压力与采出物中 C₇₊ 摩尔分数的关系曲线

Fig. 4 Pressure vs. C₇₊ mole% for different samples

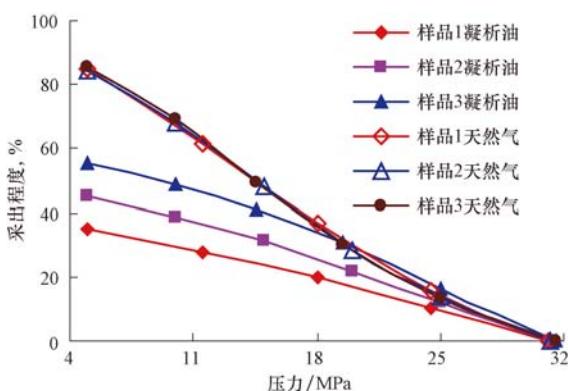


图 5 压力与采出程度的关系曲线

Fig. 5 Pressure vs. recovery degree for different samples

从压力与平衡气相偏差系数的关系曲线(见图 6)可以看出:在低压状态(小于 20 MPa)下,平衡气相偏差系数随压力降低而增大;在高压状态(大于 20 MPa)下,平衡气相偏差系数随压力升高而增大;随 CO₂ 摩尔分数的增大,不同流体样品之间的平衡气相偏差系数减小。

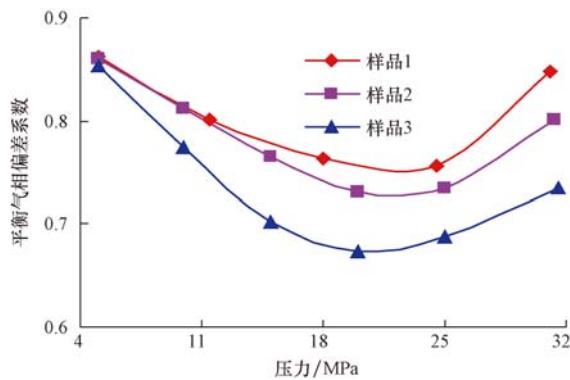


图 6 压力与平衡气相偏差系数的关系曲线

Fig. 6 Pressure vs. Z-factor of balance gas phase for different samples

2.5 高含 CO₂ 凝析气体系相图

利用 Eclipse 数值模拟软件中的 PVTi 模块,对不同 CO₂ 摩尔分数的凝析气体系实验测试数据进行 pVT 拟合,使拟合后的状态方程能够满足流体相态计算的要求,然后根据拟合后的状态方程计算和绘制了不同 CO₂ 摩尔分数的凝析气体系相图(见图 7)。

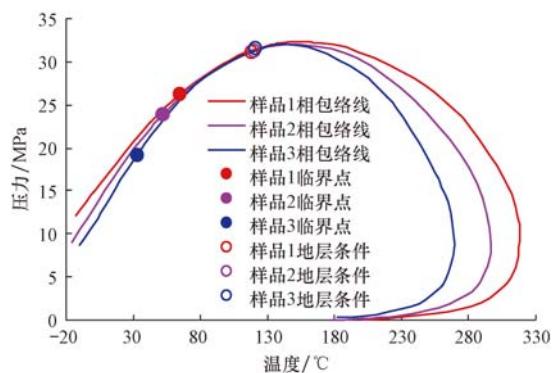


图 7 不同流体样品的 p-T 相图

Fig. 7 p-T phase diagrams of different samples

从图 7 可以看出:各流体在原始地层条件下,地层温度介于临界温度和临界凝析温度之间,地层压力等于或略高于露点压力、介于临界压力和临界凝析压力之间,地层流体为饱和油气共存体系,属于带油环的饱和凝析气藏,钻井过程中钻遇到了各流体样品所对应的油环也充分证实了这一点;随着 CO₂ 摩尔分数的增大,相包络线向内收缩,气液两相区的形状变窄、面积减小,临界点向左下移、逐渐降低,最大临界凝析压力几乎相当、最大临界凝析温度降低,气体系相图特征越发接近干气藏相图特征。

3 结论与建议

1) 同一高含或特高含 CO₂ 凝析气样品,随着温度的升高其露点压力升高;随着压力的下降,相对体积变大,偏差系数减小,反凝析液体积比先变大后减小,天然气和凝析油采出程度变大,平衡气相偏差系数先减小后增大。

2) 不同高含或特高含 CO₂ 凝析气样品,随着 CO₂ 摩尔分数的增大,闪蒸气的相对密度增大,体积系数减小,弹性膨胀能力略有增强,偏差系数减小,凝析油的反凝析速度减缓且最大反凝析液量减小,凝析油的采出程度增大,天然气采出程度相当,平衡气相偏差系数减小,相包络线向内收缩形状变窄,临界点向左下移,最大临界凝析温度降低。

3) 建议在凝析气田开发方案编制过程中充分考虑 CO₂ 对气田开发效果的影响,合理利用 CO₂ 提高凝析油采收率。

参 考 文 献

References

- [1] 穆国臣,陈晓峰,王雪.松南地区深井钻井提速难点与对策[J].石油钻探技术,2011,39(6):19-22.
Mu Guochen, Chen Xiaofeng, Wang Xue. Difficulties and applied technical strategy in deep well drilling in Songnan Area [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(6): 19-22.
- [2] 陈安明,张进双,白彬珍,等.松辽盆地深井钻井技术难点与对策[J].石油钻探技术,2011,39(6):119-122.
Chen Anming, Zhang Jinshuang, Bai Binzheng, et al. The drilling problem and countermeasures of deep wells in Songliao Basin [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(4): 119-122.
- [3] 鲁雪松,王兆宏,魏立春,等.松辽盆地二氧化碳成因判别与分布规律[J].石油与天然气地质,2009,30(1):97-101.
Lu Xuesong, Wang Zhaohong, Wei Lichun, et al. Origin and distribution patterns of carbon dioxide in the Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(1): 97-101.
- [4] 米敬奎,张水昌,王晓梅,等.松辽盆地高含 CO₂ 气藏储层包裹体气体的地球化学特征[J].石油与天然气地质,2009,30(1):68-73.
Mi Jingkui, Zhang Shuichang, Wang Xiaomei, et al. Geochemical behaviors of gases from inclusions in high CO₂ reservoir in the Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(1): 68-73.
- [5] 王洪江,吴聿元.松辽盆地长岭断陷火山岩天然气藏分布规律与控制因素[J].石油与天然气地质,2011,32(3):360-367.
Wang Hongjiang, Wu Yuyuan. Distribution patterns and controlling factors of volcanic gas pools in the Changling fault depression in the Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(3): 360-367.
- [6] 田信义,王国苑,陆笑心,等.气藏分类[J].石油与天然气地质,1996,17(3):206-212.
Tian Xinyi, Wang Guoyuan, Lu Xiaoxin, et al. The classification of gas pools [J]. Oil & Gas Geology, 1996, 17(3): 206-212.
- [7] 刘琦,孙雷,刘登峰.凝析油气体系相态特征研究现状[J].钻采工艺,2008,31(1):112-113.
Liu Qi, Sun Lei, Liu Dengfeng. Phase feature study of the condensate gas reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2008, 31(1): 112-113.
- [8] 谢志,邓红英,雷炜.带油环凝析气藏相态特征研究[J].钻采工艺,2009,32(2):101-103.
Xie Zhi, Deng Hongying, Lei Wei. Phase feature study of the condensate gas reservoir with oil rim [J]. Drilling & Production Technology, 2009, 32(2): 101-103.
- [9] 位云生,胡永全,张啸枫,等. CO₂ 或 N₂ 压裂凝析气藏后近缝带烃类的相态分析[J].石油钻探技术,2008,36(3):84-86.
Wei Yunsheng, Hu Yongquan, Zhang Xiaofeng, et al. Hydrocarbon phase behavior analysis around fracture after CO₂ or N₂ fracturing condensate gas reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(3): 84-86.
- [10] 苏云河,汤勇,肖云,等.CO₂ 含量对火山岩气藏开发指标的影响[J].天然气工业,2011,31(8):69-72.
Su Yunhe, Tang Yong, Xiao Yun, et al. Impacts of CO₂ content on the development indexes of volcanic gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(8): 69-72.
- [11] 任双双,杨胜来,朱海鹏,等.混 CO₂ 气井相态特征[J].西南石油大学学报:自然科学版,2009,31(5):101-103.
Ren Shuangshuang, Yang Shenglai, Zhu Haipeng, et al. Phase behavior characteristics of gas well with rich content CO₂ [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2009, 31(5): 101-103.
- [12] 王刚,杨胜来,吴晓云,等.富含 CO₂ 天然气偏差因子研究[J].石油钻采工艺,2010,32(1):53-56.
Wang Gang, Yang Shenglai, Wu Xiaoyun, et al. Study on deviation factor of CO₂ rich gas [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(1): 53-56.
- [13] 张庆洲,樊建明,郭平,等.非烃对气藏流体偏差系数的影响[J].天然气工业,2009,29(10):74-76.
Zhang Qingzhou, Fan Jianming, Guo Ping, et al. Impact of non-hydrocarbons on the calculation of compressibility factor for inorganic gas reservoir fluids [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(10): 74-76.
- [14] 范照伟,杨胜来,王玉霞,等.火山岩高含 CO₂ 气藏渗透率应力敏感性研究[J].断块油气田,2010,17(1):57-59.
Fan Zhaowei, Yang Shenglai, Wang Yuxia, et al. Permeability stress sensitivity of volcanic gas reservoir with high CO₂ content [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2010, 17(1): 57-59.
- [15] 田昌炳,罗凯,胡永乐,等.凝析气露点压力的确定及影响因素[J].石油学报,2003,24(6):73-76.
Tian Changbing, Luo Kai, Hu Yongle, et al. Determination method and affecting factors for dew point pressure of condensate gas [J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(6): 73-76.