

普光气田高含 H₂S 天然气中 硫含量及临界析出压力测定

彭松¹, 姜贻伟², 宿亚仙¹, 姜淑霞¹, 刘建仪³

(1. 中国石化 中原油田分公司 勘探开发研究院, 河南 濮阳 457001; 2. 中国石化 中原油田分公司 普光分公司, 四川 达州 635000; 3. 西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500)

摘要: 普光气田高含 H₂S 天然气中的单质硫含量及临界析出压力是研究硫沉积问题首先要获取的两项关键参数, 为此, 基于气相色谱定量测定方法(外标标准曲线法), 利用从普光 104-1 井取得的井下气样、DMDS-DMA 高效溶硫剂及气相色谱-质谱联用仪等样品和仪器, 首次测定出普光气田高含 H₂S 天然气中的硫含量为 0.78 g/m³(每标准立方米气样中的硫含量), 处于未饱和状态; 进一步结合测定的不同压力下气样中硫的饱和含量变化曲线确定出临界析出压力为 30.5 MPa; 对比气田目前地层压力认为地层中尚未发生硫析出和沉积现象。

关键词: 高含 H₂S 天然气; 单质硫含量; 临界析出压力; 气相色谱-质谱联用仪; 普光气田
中图分类号: TE135 **文献标识码:** A

Content determination and critical precipitation pressure of elemental sulfur in sour gas rich in H₂S in Puguang Gas Field

PENG Song¹, JIANG Yiwei², SU Yaxian¹, JIANG Shuxia¹, LIU Jianyi³

(1. Exploration and Development Research Institute of SINOPEC Zhongyuan Oilfield, Puyang, Henan 457001, China; 2. Puguang Branch Company of SINOPEC Zhongyuan Oilfield, Dazhou, Sichuan 635000, China; 3. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: The actual content and critical precipitation pressure of elemental sulfur in sour gas with a high H₂S content are regarded as two key parameters for studying sulfur deposition problems in the Puguang Gas Field. These two parameters have been quantitatively assessed using GC-MS, DMDS-DMA sulfur solvent and downhole gas samples from well 104-1 in the Puguang Gas Field. The experimental results showed that the sour gas in the Puguang Gas Field is unsaturated with an elemental sulfur content of 0.78 g/m³ at initial conditions. The critical precipitation pressure of sulfur in sour gas is 30.5 MPa, which means sulfur deposition has not yet occurred in a reservoir where a pressure of 35 MPa is greater than the critical precipitation pressure.

Key words: sour gas with a high H₂S content; content of elemental sulfur in sour gas; critical precipitation pressure; GC-MS; Puguang Gas Field

普光气田是我国迄今为止已投入开发的最大规模的海相整装高含 H₂S 气田^[1-2]。根据国外同类气田开发实践, 初始条件下高含 H₂S 天然气中通常溶解有单质硫, 随着开发过程中地层压力下降, 当天然气中溶解的单质硫达到饱和状态后便会析出, 其中部分析出的硫会在储层中沉积, 伤害储层渗流能力、危害气井产能和气藏开发效果^[3-12]。

为了减小硫沉积对普光气田开发的影响, 亟待摸清该气田的硫沉积规律和制定有效的控硫对策。

要明确普光气田的硫沉积规律, 首要工作是确定两项关键参数——高含 H₂S 天然气中单质硫含量及临界析出压力, 它们是分析单质硫析出时机及沉积量的重要依据。为此, 本文基于从普光 104-1 井取得的井下气样, 利用高效溶硫剂、气相色谱-质谱联用仪等设备, 测定了气样中硫的实际含量以及不同压力下的饱和含量, 进而确定了硫的临界析出压力。以上关键数据的成功测定对于后续进一步研究硫沉积问题、制定开发调整方案和控硫措施、

保障气田稳定开发和延长稳产期具有重要价值。

1 实验方法及条件

1.1 测试方法与原理

目前,测定酸气中硫含量一般采用称重法^[13-17],即先利用CS₂溶剂充分溶解吸收酸气中的硫,然后在常温常压下蒸发掉溶剂后用电子天平称重。称重法需要大量的气样,并且硫含量越低所需气样越多。普光气田埋藏深、压力高,井下取样成本高昂,获取大量井下样品不仅费用高,而且作业风险大,传统的称重法受到限制。为此,本文借鉴有机化学中常用的定量分析手段——气相色谱—质谱联用仪测定普光气田酸气中硫的含量。该方法具备消耗样品量少且精度高的优点,一次取样作业取出的气样即可满足实验需求,有效减少了取样作业支出,并且规避了多次取样增加的风险。

气相色谱—质谱联用仪定量检测是依据一定实验条件下仪器的检测信号(色谱峰面积)与进入检测器的待测物的量成正比之原理^[18]实现的。气相色谱—质谱联用仪常用的定量测定方法有归一法、内标法、内标标准曲线法和外标标准曲线法等。本文测试采用外标标准曲线法,首先向溶硫剂中加入硫粉,配制一系列不同浓度的标准溶液,利用气相色谱—质谱联用仪测出标准溶液中硫的色谱峰面积,建立硫溶液浓度与色谱峰面积间的标准关系曲线;然后通过溶硫剂吸收酸气中的硫,并检测出吸收液中硫的色谱峰面积,结合硫溶液浓度—色谱峰面积标准曲线确定硫吸收液的浓度,再根据消耗的溶硫剂质量、收集的气体体积等实验数据,计算酸气的硫含量。

1.2 实验样品

(1)高含H₂S气样:5支(样瓶容积600 mL),其中井下气样2支(编号JX1#和JX2#),从普光

104-1井产层中部5 655 m处取得,取样压力35.07 MPa、温度130℃,用于分析酸气中硫的实际含量;井口气样3支(编号JK1#、JK2#和JK3#),在普光104-1井口闸阀处取得,取样压力17.5 MPa,用于测定不同压力下酸气中硫的饱和含量,进而确定硫的临界析出压力。

(2)溶硫剂:DMDS-DMA 高效溶硫剂^[19],在二甲基二硫醚(DMDS)中加入催化剂DMA配制而成,相比于常规的DMDS、CS₂和甲苯等溶剂,溶硫能力更高效。

(3)硫粉:纯度为99.99%的工业硫粉,配合井口气样分析酸气中硫的饱和含量。

1.3 实验装置

本次实验所用的主要装置有全自动液压泵、恒温烘箱、中间容器、吸收瓶、气量计及气相色谱—质谱联用仪等,实验流程见图1。

1.4 实验内容与过程

共需完成如下3项实验。

1.4.1 含硫标准溶液浓度与色谱峰面积关系曲线测定

标准硫溶液浓度与色谱峰面积的关系曲线是利用气相色谱—质谱联用仪定量分析的基础。先分别称取适量硫粉(纯度99.99%)加入至DMDS-DMA溶剂中,配制质量分数为0.05%、0.1%、0.2%的标准硫溶液;然后利用气—质联用仪检测各个标准溶液中硫组分的色谱峰面积,绘制浓度与峰面积之间的关系曲线,建立定量评价标准。

1.4.2 井下气样中实际硫含量测定

利用液压活塞泵向井下气样贮气瓶中加过量的DMDS-DMA溶硫剂,搅拌平衡24 h,充分溶解吸收气样中的硫;然后打开贮气瓶阀门,使气体再次缓慢通过附加的2支溶硫剂吸收瓶后计量体积;然后将贮样瓶和吸收瓶中的溶液混合并充分搅

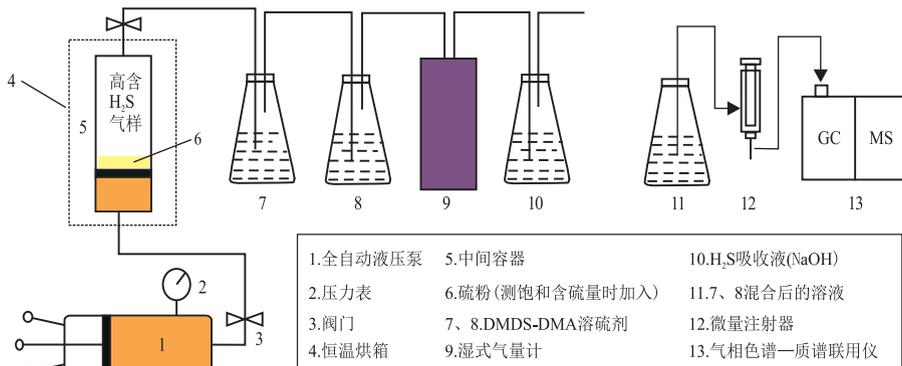


图1 高含H₂S气样中硫含量测试流程

Fig.1 Testing process of elemental sulfur content in gas sample with a high content of H₂S

拌后取 1 μL 液量注入气—质联用仪测出溶液中硫的色谱峰面积,结合建立的浓度—峰面积标准曲线确定被测溶液的硫浓度;最后结合消耗的溶硫剂质量和计量的气体体积等数据计算被测气样的硫含量。

1.4.3 不同压力下气样中硫饱和含量测定

确定酸气中硫的临界析出压力,除了需要酸气中硫的实际含量数据以外,还需要不同压力下酸气中硫的饱和含量数据,为此开展了 130 ℃ (地层温度)、55 MPa 到 20 MPa (间隔 5 MPa) 条件下酸气中硫的饱和含量测定实验。首先向中间容器中加入过量硫粉,抽真空,转入井口气样并加热至 130 ℃,再通过液压泵加压至 55 MPa,搅拌并稳定 12 h,完成饱和含硫气样的配置;然后打开中间容器的出口端阀门,借助全自动泵保持中间容器恒压放气,使饱和硫的酸气缓慢通过 2 支装有 DMDS-DMA 溶硫剂的吸收瓶,并利用湿式流量计计量放出的气体体积,当放出气量达到 30 L 左右时,关闭放气阀门,并将 2 支吸收瓶中的溶液混合一起、充分搅拌,然后用微量注射器取 1 μL 混合溶液注入到气相色谱—质谱联用仪中,检测溶液中硫的色谱峰面积;最后结合浓度—峰面积标准曲线及溶硫剂质量和气体体积计算酸气中的饱和含硫量。将容器压力降到下一压力点,重复上述操作。

H₂S 具有剧毒性,在进行后两项实验时,需全程配戴便携式 H₂S 监测器和贮气式防毒面具。

2 实验结果与分析

利用气相色谱—质谱联用仪测定质量分数为 0.05%, 0.1%, 0.2% 的标准硫溶液的色谱峰面积分别为 2.235×10⁷, 6.168×10⁷, 1.580×10⁸, 建立标准硫溶液硫浓度—色谱峰面积关系曲线(图 2)。

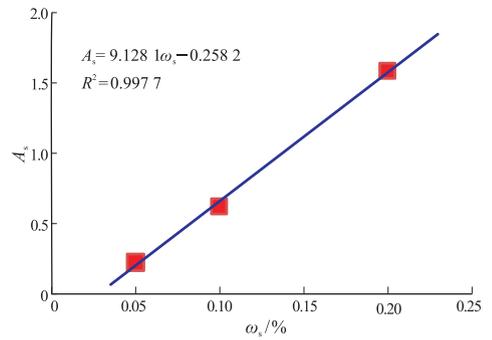


图 2 DMDS-DMA 配制的单质硫标液浓度与色谱峰面积关系

Fig.2 Standard curve of sulfur concentration vs. chromatographic peak area (DMDS-DMA)

对于含硫浓度未知的吸收液,利用气相色谱—质谱联用仪测出该溶液中硫组分的色谱峰面积后,由公式(1)即可计算出吸收液中硫的质量分数。

$$\omega_s = (A_s \times 10^{-8} + 0.3) / 9.0 \quad (1)$$

根据消耗的溶硫剂质量、放出的气体体积等实验数据,利用公式(2)计算标况下气样中硫的含量。

$$C_s = \frac{m_{\text{solv}} \omega_s / (100 - \omega_s)}{V_g} \frac{ZT}{Z_{\text{sc}} T_{\text{sc}}} \frac{p_{\text{sc}}}{p} \quad (2)$$

式中: C_s 为气样中硫的质量分数, g/m³; m_{solv} 为消耗的溶硫剂质量, g; V_g 为室温室压下放出的气体体积, m³; A_s 为吸收液中硫组分的色谱峰面积; ω_s 为吸收液中硫组分的质量分数, %; T 为室温, K; p 为室压, MPa; Z 为室温室压下气样的偏差系数; T_{sc} 为标况温度, 273.15 K; p_{sc} 为标况压力, 101.325 kPa; Z_{sc} 为标况下气样的偏差系数。

实验数据及处理结果见表 1 和图 3。实验结果显示:

(1) 同一温度下, 压力越高, 高含 H₂S 天然气

表 1 普光气田酸性天然气中硫的实际含量及饱和含量测定结果

Table 1 Experimental result of actual and saturation contents of sulfur in sour gas, Puguang Gas Field

| 样品编号 | 实验内容 | 测试压力/MPa | 放出气量(标况)/L | 消耗溶硫剂/g | 吸收液中的硫 | | | 气样中的硫含量/(g·m ⁻³) |
|------|------|----------|------------|---------|------------|---------|---------|------------------------------|
| | | | | | 色谱峰面积 | 质量分数/% | 质量/g | |
| JX1# | 实际含量 | 35.27 | 163.36 | 316.28 | 6 152 498 | 0.040 2 | 0.127 0 | 0.778 |
| JX2# | 测试 | 34.87 | 141.71 | 282.43 | 5 093 176 | 0.039 0 | 0.110 1 | 0.777 |
| JK1# | | 55 | 20.61 | 93.48 | 36 596 493 | 0.074 0 | 0.069 2 | 3.356 |
| JK1# | | 50 | 9.88 | 63.37 | 5 771 215 | 0.039 7 | 0.025 2 | 2.549 |
| JK1# | | 45 | 10.19 | 56.48 | 5 440 214 | 0.039 4 | 0.022 2 | 2.182 |
| JK1# | 饱和含量 | 40 | 11.27 | 46.07 | 5 047 022 | 0.038 9 | 0.017 9 | 1.592 |
| JK2# | 测试 | 35 | 13.78 | 44.08 | 4 601 581 | 0.038 4 | 0.016 9 | 1.230 |
| JK2# | | 30 | 28.46 | 48.97 | 8 256 920 | 0.042 5 | 0.020 8 | 0.731 |
| JK3# | | 25 | 30.59 | 46.25 | 5 254 447 | 0.039 2 | 0.018 1 | 0.592 |
| JK3# | | 20 | 45.88 | 42.15 | 7 000 167 | 0.041 1 | 0.017 3 | 0.378 |

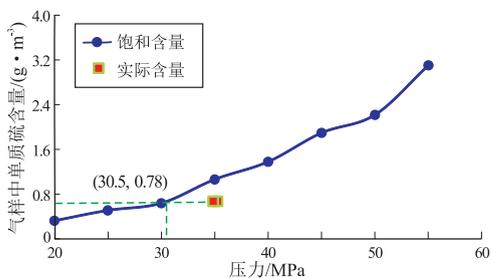


图 3 普光气田气样中单质硫实际含量及饱和含量变化

Fig.3 Actual and saturation contents of sulfur in sour gas, Puguang Gas Field

中硫的饱和含量也越高。在温度 130 ℃、压力 20~55 MPa 下,普光气田高含 H₂S 天然气中硫的饱和含量为 0.378~3.356 g/m³,并且随着压力升高而增加。分析认为,当温度一定时,随着压力增大,酸性天然气的密度增大。由于物质的溶解能力与其密度成正比,所以硫在酸气中的饱和溶解量也随之增加。

(2)原始条件下普光气田高含 H₂S 天然气中硫含量为 0.78 g/m³,处于未饱和状态。在 130 ℃、35 MPa 条件下取出的井下气样中,硫的实际含量为 0.78 g/m³,相同温度压力下的饱和含量为 1.23 g/m³,对比可知气样中硫的实际含量低于其饱和含量,表明原始条件下普光气田高含 H₂S 天然气处于未饱和含硫状态,在地层压力衰竭到饱和压力之前储层中不会析出硫。

(3)地层温度下硫的临界析出压力为 30.5 MPa,目前地层中尚未发生硫析出和沉积现象。在 130 ℃、30 MPa 下气样中硫的饱和含量为 0.73 g/m³,已低于实际含硫量,表明已经有部分硫析出了,即硫的临界析出压力在 35~30 MPa 范围内,采用线性插值法求得临界析出压力为 30.5 MPa。普光气田目前地层压力在 35 MPa 左右,高于临界析出压力,表明目前地层中尚未发生硫析出和沉积现象。

3 结论

(1)采用化学方法测定了普光气田高含 H₂S 天然气的硫含量,该方法具有消耗气样少、精度高等优点,可以有效降低井下取样作业成本。

(2)实验测定普光气田高含 H₂S 天然气中含硫 0.78 g/m³,处于未饱和含硫状态;确定硫的临界析出压力为 30.5 MPa,目前地层中尚未发生硫析出和沉积现象。

(3)目前地层压力与硫临界析出压力差值较小,很快会发生硫析出和沉积,下步亟需研究硫沉积规律,明确硫沉积对储层孔渗以及对气井产能

的影响程度,制定开发调整方案和控硫治硫对策,最大限度地延长气田稳产期、提高气藏采收率。

参考文献:

- [1] 马永生,傅强,郭彤楼,等.川东北地区普光气田长兴—飞仙关气藏成藏模式与成藏过程[J].石油实验地质,2005,27(5):455-461.
MA Yongsheng, FU Qiang, GUO Tonglou, et al. Pool forming pattern and process of the Upper Permian - Lower Triassic, the Puguang Gas Field, Northeast Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005, 27(5): 455-461.
- [2] 马永生,蔡勋育,郭旭升,等.普光气田的发现[J].中国工程科学,2010,12(10):14-23.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, GUO Xusheng, et al. The discovery of Puguang Gas Field[J]. Engineering Sciences, 2010, 12(10): 14-23.
- [3] KENNEDY H T, WIELAND D R. Equilibrium in the methane-carbon dioxide-hydrogen sulfide-sulfur system[J]. Petroleum Transactions, AIME, 1960, 219: 166-169.
- [4] HYNE J B. Study aids prediction of sulfur deposition in sour-gas wells[J]. Oil and Gas Journal, 1968, 25(11): 107-113.
- [5] KUO C H. On the production of hydrogen sulfide-sulfur mixtures from deep formations[J]. Journal of Petroleum Technology, 1972, 24(9): 1142-1146.
- [6] OCKELMANN H, BLOUNT F E. Ten years' experience with sour gas production in Germany[C]//Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Las Vegas; Society of Petroleum Engineers, 1973.
- [7] ROBERTS B E. The effect of sulfur deposition on gas well inflow performance[J]. SPE Reservoir Engineering, 1997, 12(2): 118-123.
- [8] NICHOLAS H, BORA O, BRUCE R, et al. Advances in the prediction and management of elemental sulfur deposition associated with sour gas production from fractured carbonate reservoirs[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio; Society of Petroleum Engineers, 2002.
- [9] 曾大乾,王寿平,孔凡群,等.大湾复杂高含硫气田水平井开发关键技术[J].断块油气田,2017,24(6):793-799.
ZENG Daqian, WANG Shouping, KONG Fanqun, et al. Key technology of horizontal well development in complex high-sulphur Dawan gas field[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2017, 24(6): 793-799.
- [10] 李周,罗卫华,吴昊,等.基于 EDEM-Fluent 耦合模拟高含硫气藏地层硫沉积[J].断块油气田,2016,23(2):213-215.
LI Zhou, LUO Weihua, WU Hao, et al. Coupled simulation of sulfur deposition in sour gas reservoir formation based on EDEM-Fluent[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2016, 23(2): 213-215.
- [11] 陶鹏,敬玉娟,何龙,等.元坝高含硫气藏超深水平井钻井技术[J].特种油气藏,2017,24(1):162-165.
TAO Peng, JING Yujuan, HE Long, et al. Drilling of ultra-deep horizontal wells for development of high-sulfur gas reservoirs in Yuanba Area[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(1): 162-165.

blockage of two phase flow in layered porous media [C]//Proceedings of 21st GCSSEPM.Houston;GCSSEPM,2001:612-626.

[24] APLIN A C, LARTER S R. Fluid flow, pore pressure, wettability, and leakage in mudstone cap rocks [C]//BOULT P, KALDI J. AAPG Hedberg Series 2; Evaluating Fault and Cap Rock Seals. Tulsa; AAPG, 2005: 1-12.

[25] HEATH J E, DEWERS T A, MCPHERSON B J O L, et al. Pore-lining phases and capillary breakthrough pressure of mudstone caprocks; sealing efficiency of geologic CO₂ storage sites [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2012, 11: 204-220.

[26] WÖRMEYER K, SMIRNOVA I. Breakthrough measurements of CO₂ through aminofunctionalised aerogel adsorbent at low partial pressure; experiment and modeling [J]. Microporous and Mesoporous Materials, 2014, 184: 61-69.

[27] 李百川, 周巨标, 丁玉盛, 等. 不同覆压条件下储层物性变化特征及水驱油实验研究 [J]. 山东科技大学学报 (自然科学版), 2016, 35(2): 22-28.
LI Baichuan, ZHOU Jubiao, DING Yusheng, et al. Experimental study of reservoir physical property change and water flooding under different overburden pressures [J]. Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science), 2016, 35(2): 22-28.

[28] DEMING D, CRANGANU C, LEE Y. Self-sealing in sedimentary basins [J]. Journal of Geophysical Research; Solid Earth, 2002, 107(B12): 2329.

[29] 黄志龙, 郝石生. 天然气扩散与浓度封闭作用的研究 [J]. 石油学报, 1996, 17(4): 36-41.
HUANG Zhilong, HAO Shisheng. Study on sealing of gas concentration and diffusion in overlying gas reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 1996, 17(4): 36-41.

[30] 付广, 姜振学, 庞雄奇. 盖层烃浓度封闭能力评价方法探讨 [J]. 1997, 18(1): 39-43.
FU Guang, JIANG Zhenxue, PANG Xiongqi. An estimation of sealing ability of hydrocarbon concentration of cap rocks [J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 18(1): 39-43.

[31] 付广, 苏玉平. 泥岩盖层抑制浓度封闭形成与演化及其研究意义 [J]. 沉积学报, 2006, 24(1): 141-147.
FU Guang, SU Yuping. Recovering to formation and evolution of restraining concentration seal of mudstone caprock and its significance [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2006, 24(1): 141-147.

[32] 袁玉松, 范明, 刘伟新, 等. 盖层封闭性研究中的几个问题 [J]. 石油实验地质, 2011, 33(4): 336-340.
YUAN Yusong, FAN Ming, LIU Weixin, et al. Several discussions of sealing capacity studies of caprock [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(4): 336-340.

[33] 王晓冬, 郝明强, 韩永新. 启动压力梯度的含义与应用 [J]. 石油学报, 2013, 34(1): 188-191.
WANG Xiaodong, HAO Mingqiang, HAN Yongxin. Implication of the threshold pressure gradient and its application [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 188-191.

[34] 李传亮. 启动压力梯度真的存在吗? [J]. 石油学报, 2010, 31(5): 867-870.
LI Chuanliang. Is a starting pressure gradient necessary for flow in porous media? [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(5): 867-870.

[35] 郝斐, 程林松, 李春兰, 等. 特低渗透油藏启动压力梯度研究 [J]. 西南石油学院学报, 2006, 28(6): 29-32.
HAO Fei, CHENG Linsong, LI Chunlan, et al. Study on threshold pressure gradient in ultra-low permeability reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2006, 28(6): 29-32.

(编辑 徐文明)

(上接第 576 页)

[12] 顾少华, 石志良, 史云清, 等. 考虑液硫析出的超深酸性气藏数值模拟技术 [J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(6): 1208-1216.
GU Shaohua, SHI Zhiliang, SHI Yunqing, et al. Numerical simulation for ultra-deep sour gas reservoirs with liquid sulfur condensate [J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6): 1208-1216.

[13] BRUNNER E, WOLL W. Solubility of sulfur in hydrogen sulfide and sour gases [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1980, 20(5): 377-384.

[14] GU Minxin, LI Qun, ZHOU Shanyan, et al. Experimental and modeling studies on the phase behavior of high H₂S-content natural gas mixtures [J]. Fluid Phase Equilibria, 1993, 82: 173-182.

[15] SUN C Y, CHEN G J. Experimental and modeling studies on sulfur solubility in sour gas [J]. Fluid Phase Equilibria, 2003, 214(2): 187-195.

[16] 杨学锋, 黄先平, 钟兵, 等. 高含硫气体中元素硫溶解度实验测定及计算方法研究 [J]. 天然气地球科学, 2009, 20(3): 416-419.
YANG Xuefeng, HUANG Xianping, ZHONG Bing, et al. Experimental test and calculation methods of elemental sulfur solubility in high sulfur content gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(3): 416-419.

[17] 卞小强, 杜志敏, 郭肖, 等. 硫在高含 H₂S 天然气中溶解度的实验测定 [J]. 天然气工业, 2010, 30(12): 57-58.
BIAN Xiaoqiang, DU Zhimin, GUO Xiao, et al. Measurement of the solubility of sulfur in natural gas with a high H₂S content [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(12): 57-58.

[18] 尹伟, 法焕宝, 鲜晓红, 等. 气质联用仪外标法定量分析的实验教学探索 [J]. 实验科学与技术, 2014, 12(1): 13-14, 33.
YIN Wei, FA Huanbao, XIAN Xiaohong, et al. Experimental teaching of quantitative analysis on GC/MS by external standard method [J]. Experiment Science and Technology, 2014, 12(1): 13-14, 33.

[19] 刘建仪, 刘敬平, 李丽, 等. 含硫气井新型溶剂研究与评价 [J]. 应用化工, 2013, 42(3): 401-403, 409.
LIU Jianyi, LIU Jingping, LI Li, et al. Research and evaluation of new sulfur solvent system in sulfur gas well [J]. Applied Chemical Industry, 2013, 42(3): 401-403, 409.

(编辑 黄娟)