

页岩气现场解吸方法优化

俞凌杰^{1,2}, 范明^{1,2}, 蒋启贵^{1,2}, 唐祺³, 张文涛^{1,2}, 舒向伟⁴

(1. 中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126;

2. 中国石化集团公司 油气成藏重点实验室, 江苏 无锡 214126;

3. 中国石化勘探南方分公司研究院, 成都 610041; 4. 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院, 武汉 430223)

摘要: 利用自行研制的智能化页岩气现场解吸仪对现有常规解吸方法进行优化, 提出以 110 °C 作为二阶解吸温度并形成高温快速解吸方法, 可将解吸时间从 40 h 以上缩减至 8 h 左右, 且可不再测试残余气, 克服了常规解吸流程耗时长这一弊端。流程中增设了“T”字型铜制冷凝管, 并辅以石英砂充填, 较大程度去除了水蒸气冷凝水堵影响。选择 6 组页岩岩心进行高温快速解吸和常规慢解吸平行测试对比, 结果显示 2 种方法含气量数据差值波动范围小于 0.15 m³/t, 且主要源于页岩取样的非均质性, 同时高温快速解吸结果与不同深度录井气测变化规律一致。研究结果表明, 优化后的高温快速解吸方法效率高, 数据可靠, 可满足密集集心测试, 有助于提高页岩气资源评价的准确性。

关键词: 常规解吸; 快速解吸; 方法优化; 页岩气

中图分类号: TE132.2

文献标志码: A

Optimization of shale gas desorption method in field

Yu Lingjie^{1,2}, Fan Ming^{1,2}, Jiang Qigui^{1,2}, Tang Qi³, Zhang Wentao^{1,2}, Su Xiangwei⁴

(1. *Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China*; 2. *SINOPEC Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Wuxi, Jiangsu 214126, China*; 3. *SINOPEC Exploration Southern Company, Chengdu, Sichuan 610041, China*; 4. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Wuhan, Hubei 430223, China*)

Abstract: This paper optimized conventional shale gas desorption method by applying 110 °C as second stage desorption temperature with self-designed smart desorption apparatus. The proposed rapid method largely increased efficiency by reducing desorption time from more than 40 h to 8 h approximately and avoiding residual gas test. Water steam blocking problem was avoided by using “T” type bronze condensation tube and quartz sand filling. Six group of shale samples were selected to compare rapid and conventional desorption method. The result showed that the data difference was smaller than 0.15 m³/t mainly from heterogeneity. In addition, the result of shale gas content exhibited the same trend as well logging. The study shows that the rapid method could obtain reliable results with high efficiency and could meet the demand of intensive tests to improve accuracy of resources estimate.

Key words: conventional desorption; rapid desorption; method optimization; shale gas

富有机质泥页岩中有丰富的有机质孔、黏土矿物晶间孔等纳米、微米级孔隙, 又有层理缝、构造缝等更大尺度储集空间, 同时借助有机质和黏土矿物表面的吸附作用, 大量烃类气体得以聚集成藏^[1-7]。页岩气含气量是计算原地气量的关键参数, 对含气性评价、资源储量预测均具有重要意义^[8-11]。目前, 页岩含气量测试方法主要有现场解吸法、等温吸附法和测井解释法。现场解吸法是页岩含气量测试最直接的方法, 通常认为数据更可靠, 参考“GB/T 19559 煤层气含量测定方法”, 可

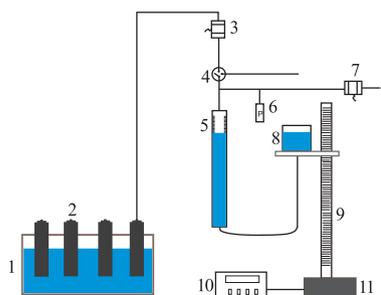
得到解吸气、损失气和残余气^[12-13]。前人着重对损失气恢复方法做了研究工作。Bertard(1970)最早采用气体扩散速率方法来估算损失气含量, 观察到初始阶段气体释放速率与时间平方根成正比^[14]。Kissell(1973)进一步将提心至井深一半的时刻作为损失起点, 形成现在广泛应用的 USBM 直接法^[15]。Ulery(1991)则进一步要求记录实际室温和大气压对 USBM 方法进行修正, 校正为标准条件下解吸气量, 并提出对解吸气进行组分测定^[16]。Yee(1993)提出曲线拟合法, 可同时提供含气量和

岩石扩散能力参数^[17]。Shtepanl(2010)进一步基于扩散能力随时间的变化对曲线拟合法进行优化^[18]。邓泽等(2010)分析了温度、损失时间及计算方法对损失气量的影响^[19]。唐颖等(2011)认为直线回归和多项式回归结果可分别作为损失气量的上、下界限^[20]。赵群等(2013)提出采用 Arps 递减法计算损失气量^[21]。

损失气量作为页岩现场含气量中的一部分固然很重要,但需依赖现场解吸这一环节,并利用解吸前期数据进行拟合恢复,因此现场解吸过程及解吸数据才是确保含气量数据的关键,以往研究人员对这一过程重视程度并不够。现有页岩气解吸流程主要沿用煤层气解吸方法,最大弊端在于测试周期长而不利于开展密集取心测试。本文利用自行研制的智能化现场解吸仪对传统解吸方法进行优化,并对测试结果进行分析对比,提出的快速解吸方法效率高,数据稳定可靠。

1 实验仪器

研究所采用的仪器是由中国石化无锡石油地质研究所自主研发的智能化现场解吸仪,主要基于排水集气法,但自动化程度更高,且计量数据不受水蒸气及多组分气体影响,能实现可靠的体积计量。图1为解吸仪基本原理图,主要由玻璃储气管、平衡水罐、伺服控制电机、传动丝杠、进/放气电磁阀、压力传感器组成。解吸气通入仪器后,引起储气管内压力变化,联动的伺服电机及时跟踪并带动平衡水罐沿丝杠上下移动,保持储气管与平衡水罐内液面一致,并借助丝杠运动行程来获取解吸气体积。当测试现场没有电源供给时,还可实现手动采集计量。仪器软件实时高密度数据采集,最小间隔为30 s,具有多通道测试功能,可平行开展多个样品解吸,且各通道相互独立,可随时取气样,方便解吸气组分及同位素分析。



1. 加热恒温装置;2. 解吸罐;3. 进气电磁阀;4. 手动三通阀;5. 玻璃储气管;6. 压力传感器;7. 放气电磁阀;8. 平衡水罐;9. 传动丝杠;10. 自动控制器;11. 伺服电机

图1 智能化页岩气现场解吸仪原理

Fig.1 Illustration of smart shale gas desorption apparatus

2 常规解吸流程

本文常规解吸流程指国家能源局发布的“SY/T 6940—2013 页岩含气量测定方法”^[22],其主要延续了“GB/T 19559 煤层气含量测定方法”。两者规定的记录间隔一致,要求装罐结束第一次测定间隔为5 min,以后每10,15,30,60 min 间隔各测定1 h,然后120 min 测定2次,直至累计满8 h。连续解吸8 h后可根据解吸速率确定适当的时间间隔。区别主要在于解吸温度的规定,煤层气解吸温度统一为储层温度,而页岩气解吸时选用二阶温度,前3 h为第一阶解吸,采用泥浆循环温度,之后为第二阶解吸,采用储层温度。

图2为某个页岩采用常规解吸流程所得的累计解吸气量—时间曲线。解吸过程中控温方式采用水浴恒温加热。第一阶解吸温度选用泥浆进出口循环温度的平均值61℃,第二阶解吸采用储层温度74.6℃。从图2中可以看出,40 h以后解吸气量曲线基本呈水平,在后续数十小时内虽然仍有约100 mL 气体解吸出,但仅占总气量的6%左右。该页岩解吸气量约为0.5 m³/t。可见,对于具有一定含气性的页岩,采用常规解吸时一般至少需要40 h以上,含气量高的页岩则需要更长甚至数天时间。按照常规解吸流程,还需对解吸后的页岩进行机械粉碎并测试残余气量,这一过程需耗费较长时间。

3 解吸流程优化

3.1 高温加速解吸,不测残余气

常规解吸流程解吸缓慢,且需测试残余气,整体周期长,制约了页岩气井的密集取心测试,其根源在于二阶解吸温度采用储层温度(温度普遍介

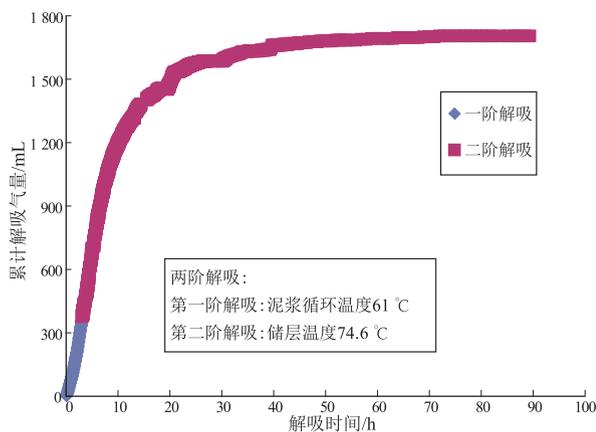


图2 页岩气常规慢解吸过程

Fig.2 Conventional desorption process of shale gas

于60~90℃),导致页岩中的束缚水不能及时排除而阻碍气体输导。实验室在岩石烘干脱水预处理时,温度一般控制在105~110℃,即可充分去除束缚水。温度越高,束缚水去除速率更快,但过高的温度可能导致页岩中黏土矿物、有机质结构变化,并出现微裂缝等次生孔隙,使得页岩结构发生较大改变。因此,综合考虑束缚水去除速率和孔隙结构改变这2个方面,本文在优化处理上提出采用110℃作为二阶解吸温度。该温度较现今多数页岩气储层温度高出10~20℃,可显著加速束缚水排出,消除微观孔隙毛管封闭效应,使得页岩气充分解吸。但是当实际储层温度高于110℃时,则可选用储层温度,即相当于常规解吸方法。

图3为川东南某口井采用110℃二阶高温解吸结果与录井气测对比图,可见两者随埋深变化的规律具有一致性,即在4350~4372m深度范围内,含气量与录井气测均呈现先明显增加后明显减小规律,且均在4362m附近出现峰值。该井实际储层温度已接近110℃,因此高温解吸流程与常规解吸流程在效率上相差不明显。但实验过程中发现,页岩样品在二阶选用110℃解吸约8h后,岩心已几乎不出气,且破碎后测试残余气,发现多数残余罐内部为负压(主要是样品破碎后比表面积增大,残余罐内部气体被颗粒吸附所导致),少数罐内即使为正压,测得残余气也仅数毫升(相比于累计解吸气量可忽略),可见110℃高温解吸可将岩心中的气充分“榨尽”。因此,页岩经110℃高温解吸后,可不再测试残余气。

焦石坝地区龙马溪组储层温度仅为80℃(远低于水的沸点),参照常规解吸方法,在80℃进行二阶解吸时难以将页岩孔隙中的束缚水排出,解吸时间至少需40h以上,且解吸后必须碎样测试残

余气。“DZ/T 0254-2014 页岩气资源/储量计算与评价技术规范”提出了密集采样要求,即页岩厚度30m以内,每1m取1个样;页岩厚度30m以上,取样间隔最高2m。在如此密集取样条件下,同时考虑到工程上连续双筒取心情况,常规解吸方法难以保证高密度快节奏测试需求,此时,高温快速解吸方法即表现出其高效性。图4为焦石坝地区其中一个页岩的高温快速解吸结果,一阶解吸采用泥浆循环温度50℃,解吸3h之后直接升至110℃,只需8~10h解吸曲线就基本呈水平,相比于图2中的常规解吸方法,时间大幅度缩短。另外,自行研制的智能化页岩气现场解吸仪可同时进行6个样品解吸,进一步保证高密度取心要求。

3.2 增设水蒸气处理

当储层温度较高时,不论是常规解吸还是高温快速解吸,均面临页岩中水蒸气蒸发冷凝问题。当利用质量流量计进行体积计量时,水蒸气会导致测试结果出现较大误差,这主要源于质量流量计计量原理。其主要利用流经气体的热效应来计量,气体种类不同,即使相同体积的气体其热效应也不同,从而导致计量值不同。因此,质量流量计需采用标定气体(一般为 N_2)标定,并利用转换系数来换算其他种类气体的体积。但是,当气体中组分变化较大或存在水蒸气时,难以获取固定的转换系数来准确定量。页岩气中的烃类组分可出现较大变化,尤其是解吸气中混入水蒸气后会导致热效应差异明显,导致体积计量出现较大偏差。另外,质量流量计规定了气体流动正方向,当水蒸气流经后即有体积被计量,即使水蒸气在后续管路中冷凝,计量的体积也不能被扣除,进一步引起计量误差。因此,水蒸气问题可对质量流量计计量精度造成显著影响。

本文中自行研制的设备主要基于自动化排水集气法,水蒸气不会对计量结果产生影响,但是在

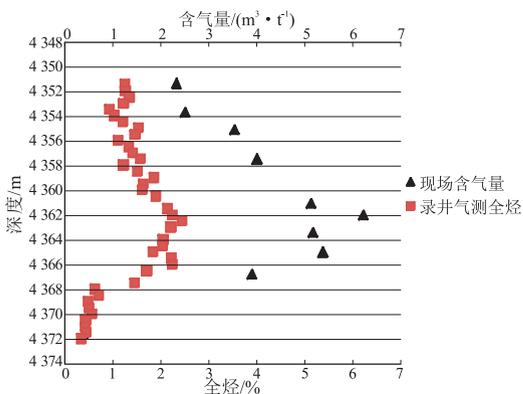


图3 川东南某口井现场含气量测试与录井气测对比

Fig.3 Results contrast between gas content measurement and gas logging

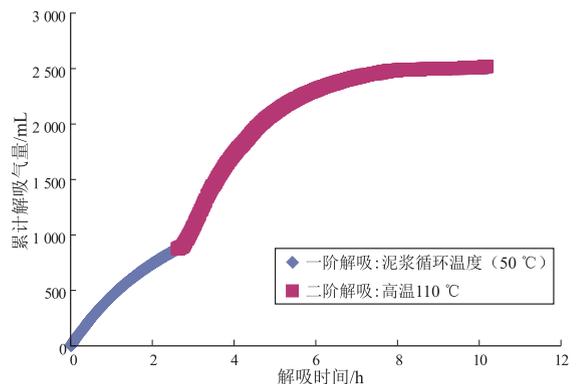


图4 四川焦石坝地区页岩气高温快速解吸过程

Fig.4 High temperature rapid desorption process of shale gas

解吸后期,水蒸气在罐口冷凝成液滴堵塞出气口会引发压力出现较大波动。如图5所示,冷凝水暂时堵塞出气口,当解吸罐内积聚足够压力时,会冲破水堵出现瞬时大量出气,压力增加明显,后续接着又发生冷凝降压,如此反复,导致解吸过程中压力不平稳。为尽可能消除水蒸气问题,本文在流程中增设了冷凝处理装置,如图6为设计的“T”字型铜制冷凝管,从中间进气,水蒸气冷凝后回流至底部,从而不再堵塞出气口,并在底部设计快速接头,可将冷凝水及时释放。适当增加解吸出气口直径,并在出气口放置吸水性较强的材料(考虑到井场的可获取性,例如吸水性较强的纸巾)可显著提高除水效果。另外,岩心罐中填入细粒石英砂除了可以减小空体积膨胀影响外,也可附着一定量的水蒸气,有利于平稳解吸。



图5 高温解吸水蒸气在出气口冷凝堵塞

Fig.5 Water steam generated at high temperature and blocking after condensation

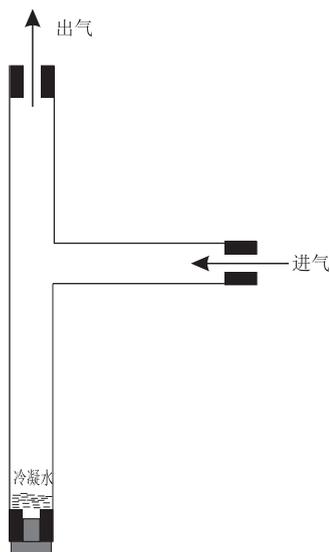


图6 “T”字型铜制冷凝管

Fig.6 “T” type bronze condensation tube

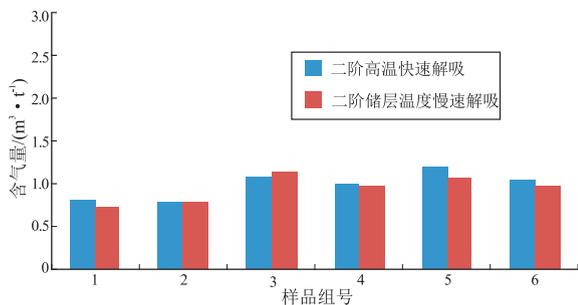


图7 常规(慢)解吸与高温快速解吸结果对比

Fig.7 Desorption results contrast between conventional (slow) and high temperature rapid method

4 结果比对

为进一步验证优化后方法的可靠性,研究中选择川东南某页岩气井开展高温快速解吸方法与常规解吸方法测试数据比对,二阶解吸时,前者采用110℃,解吸时间一般在10h左右,而后者采用80℃储层温度,解吸时间均在48h以上。共选择了6组页岩样品,每一组页岩取心深度相邻仅数cm。图7为6组样品对比结果,可以看出2种方法测试数据没有呈现一边倒的趋势,即方法本身不存在系统误差。另外,2种方法所得含气量数据差值波动范围很小,仅在0.15 m³/t以内,可基本认为误差主要源于页岩的非均质性。因此,上述结果比对表明高温快速解吸方法可确保数据可靠,是一种快捷有效的途径。

5 结论

(1) 针对现有页岩气现场解吸方法耗时长这一关键不足,对二阶解吸流程进行优化,提出了采用110℃高温快速解吸方法,可将解吸时间从40h以上缩减至8~10h,且可不再测试残余气。

(2) 为消除水蒸气对计量结果及测试稳定性的影响,流程中增设“T”字型铜制冷凝管进行冷凝预处理,并可利用吸水材料及石英砂充填来进一步附着水蒸气,实现高温平稳解吸。

(3) 6个页岩样品平行比对结果表明,优化后的高温快速解吸方法与常规解吸方法数据差值波动范围小,仅在0.15 m³/t以内,可基本认为误差主要源于页岩的非均质性。高温快速解吸方法可确保数据可靠,是一种快捷有效的途径,可实现全井段高密度测试,有助于提高页岩气资源评价准确性。

参考文献:

[1] Curtis J B. Fractured shale-gas system[J]. AAPG Bulletin, 2002,

- 86(11):1921-1938.
- [2] Ross D J K, Bustin R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2009, 26(6):916-927.
- [3] 郭少斌, 黄磊. 页岩气储层含气性影响因素及储层评价: 以上扬子古生界页岩气储层为例[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(6):601-606.
- Guo Shaobin, Huang Lei. Gas-bearing influential factors and evaluation of shale gas reservoir: A case study of Paleozoic shale gas reservoir in Upper Yangtze region [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(6):601-606.
- [4] 吴艳艳, 曹海虹, 丁安徐, 等. 页岩气储层孔隙特征差异及其对含气量影响[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(2):231-236.
- Wu Yanyan, Cao Haihong, Ding Anxu, et al. Pore characteristics of a shale gas reservoir and its effect on gas content [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(2):231-236.
- [5] Gasparik M, Bertier P, Gensterblum Y, et al. Geological controls on the methane storage capacity in organic-rich shales [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2014, 123:34-51.
- [6] 闫建萍, 张同伟, 李艳芳, 等. 页岩有机质特征对甲烷吸附的影响[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5):805-811.
- Yang Jianping, Zhang Tongwei, Li Yanfang, et al. Effect of organic matter characteristics on methane adsorption in shale [J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5):805-811.
- [7] 张寒, 朱炎铭, 夏筱红, 等. 页岩中有机质与黏土矿物对甲烷吸附能力的探讨[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5):812-816.
- Zhang Han, Zhu Yanming, Xia Xiaohong, et al. Comparison and explanation of the absorptivity of organic matters and clay minerals in shales [J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5):812-816.
- [8] Bowker K A. Barnett shale gas production, Fort Worth basin: Issues and discussion [J]. *APPG Bulletin*, 2007, 91(4):523-533.
- [9] Daniel J K R, Bustin R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation [J]. *APPG Bulletin*, 2008, 92(1):87-125.
- [10] 李艳丽. 页岩气储量计算方法探讨 [J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(3):466-470.
- Li Yanli. An approachment of reserves of shale gas [J]. *Natural Gas Geosciences*, 2009, 20(3):466-470.
- [11] 王飞宇, 贺志勇, 孟晓辉, 等. 页岩气赋存形式和初始原地气量 (OGIP) 预测技术 [J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(3):501-510.
- Wang Feiyu, He Zhiyong, Meng Xiaohui, et al. Occurrence of shale gas and predication of original gas in-place (OGIP) [J]. *Natural Gas Geosciences*, 2011, 22(3):501-510.
- [12] 李小彦, 张遂安, 王强, 等. GB/T 19559—2004 煤层气含量测定方法 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2004.
- Li Xiaoyan, Zhang Suian, Wang Qiang, et al. GB/T 19559—2004 Method of determining coalbed methane content [S]. Beijing: China Standard Press, 2004.
- [13] 李小彦, 张遂安, 宋孝忠, 等. GB/T 19559—2008 煤层气含量测定方法 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2008.
- Li Xiaoyan, Zhang Suian, Song Xiaozhong, et al. GB/T 19559—2008 Method of determining coalbed methane content [S]. Beijing: China Standard Press, 2008.
- [14] Bertard C, Bruyet B, Gunther J. Determination of desorbable gas concentration of coal (Direct Method) [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts*, 1970, 7(1):43-50.
- [15] Kissell F N, McCulloch C M, Elder C H. The direct method of determining methane content of coal beds for ventilation design [R]. USA Bureau of Mines Report of Investigations, 1973:1-17.
- [16] Ulery J P, Hyman D M. The modified direct method of gas content determination: Application and results [C]. // *Proceeding of the Coalbed Methane Symposium*. Tuscaloosa, Alabama: [s.n.], 1991:489-500.
- [17] Yee D, Seidle J P, Hanson W B. Gas sorption on coal and measurement of gas content [J]. *AAPG Studies in Geology*, 1993, 38:208-213.
- [18] Shtepanl E, Noll L A, Eloed L W, et al. A new regression-based method for accurate measurement of coal and shale gas content [J]. *Society of Petroleum Engineers*, 2010, 13(2):359-363.
- [19] 邓泽, 康永尚. 煤层气含气量测试中损失气量的估算方法 [J]. *天然气工业*, 2008, 28(3):85-86.
- Deng Ze, Liu Honglin, Kang Yongshang. Estimation methods of lost gas in coal-bed gas content testing [J]. *Natural Gas Industry*, 2008, 28(3):85-86.
- [20] 唐颖, 张金川, 刘珠江, 等. 解吸法测量页岩含气量及其方法的改进 [J]. *天然气工业*, 2011, 31(10):108-112, 128.
- Tang Ying, Zhang Jinchuan, Liu Zhujiang, et al. Use and improvement of the desorption method in shale gas content tests [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(10):108-112, 128.
- [21] 赵群, 王红岩, 杨慎, 等. 一种计算页岩岩心解吸测试中损失气量的新方法 [J]. *天然气工业*, 2013, 33(5):30-34.
- Zhao Qun, Wang Hongyan, Yang Shen, et al. A new method of calculating the lost gas volume during the shale core desorption test [J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(5):30-34.
- [22] 刘洪林, 闫刚, 李晓波, 等. SY/T 6940—2013 页岩含气量测定方法 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2014.
- Liu Honglin, Yan Gang, Li Xiaobo, et al. SY/T 6940—2013 Measurement method of shale gas content [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2014.

(编辑 徐文明)