

基于 CO₂ 置换的低渗透储层岩心饱和和方法研究

韩学辉¹ 李峰弼¹ 戴诗华² 张娟娟² 唐俊¹ 王雪亮² 王洪亮²

(1. 中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580;

2. 中国石油西部钻探工程有限公司 测井公司, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要: 针对低渗透储层岩心的饱和难题, 基于 CO₂ 置换吸附气的原理开发了低渗透储层岩心饱和方法和实验装置, 通过饱水法孔隙度测量考察了该方法在 26 块低渗透储层岩心的应用效果。研究发现, 该方法饱和后饱水法孔隙度比常规饱和方法饱和后的饱水法孔隙度平均增加 0.54%, 平均比氦气法孔隙度小 0.14% 左右, 饱和效果有明显改善并近于完全饱和; 饱水法孔隙度相对增量与泥质含量存在正相关关系, 而与平均粒径、孔隙度、渗透率存在负相关关系, 表明该方法在消除致密岩心吸附气对饱和影响方面有很好的针对性, 可用于低渗透储层岩心的饱和。

关键词: CO₂ 置换; 低渗透储层; 岩心饱和; 吸附气; 平均粒径; 氦孔隙度; 泥质含量

中图分类号: TE135

文献标识码: A

Saturation method of low-permeability reservoir cores based on CO₂ displacement

Han Xuehui¹, Li Fengbi¹, Dai Shihua², Zhang Juanjuan², Tang Jun¹, Wang Xueliang², Wang Hongliang²

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum Qingdao, Shandong 266580, China;

2. Logging Company, CNPC West Drilling Engineering Company Limited, Qaramay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: In order to improve the saturation of low-permeability reservoir core, the saturation method and experimental device were developed based on CO₂ displacement of absorbed gas. The saturation effect was investigated by the measurement of saturated porosity with the employment of 26 cores from low-permeability reservoirs. It was demonstrated that saturation effect was significantly improved and was close to complete saturation because the saturated porosity of the new saturation method was 0.54% on average larger than that of the traditional saturation method and 0.14% on average smaller than helium porosity. Also, it was illustrated that the new saturation method had highly pertinence in reducing the effect of absorbed gas in tight cores and was able to be widely used for the saturation of low-permeability reservoir cores because the relative increment of saturated porosity by the new method increased positively with shale content and negatively with average grain size, helium porosity and permeability.

Key words: CO₂ displacement; low-permeability reservoir; core saturation; absorbed gas; average grain size; helium porosity; shale content

低渗透油气藏地质储量丰富, 开发潜力大, 在中国油田开发中地位越来越突出^[1-2]。在低渗透储层的岩电实验中发现, 饱和盐水法测量孔隙度比氦气法测量孔隙度一般小 0.4% ~ 1.3% 左右, 岩心饱和盐水程度不高, 会给孔隙度测量以及后续岩电参数等的测量分析带来较大的影响^[3-8]。

分析导致低渗透储层岩心饱和程度不高的原因, 主要有 2 个: 一是低渗透储层岩心的孔喉半径较小, 饱和盐水进入孔隙需要克服的毛细管阻力大; 二是孔隙表面容易吸附有天然气和空气(N₂、O₂等),

吸附气的存在会降低岩石的渗透率^[9], 并增加岩石孔隙特别是微孔隙进液的困难。实验室一般可通过增加饱和和压力来克服毛细管阻力的影响, 但克服吸附气的影响比较困难, 这是提高低渗透储层岩心的饱和程度的关键。研究表明, 当真空度达到 0.1 Pa 以下时才能有效地排出岩石中的吸附气体^[10]。但是, 实验室广泛使用的旋片式真空泵的空载极限真空一般仅为 1.3 Pa, 负载后真空度受饱和空间的大小、密封状况等因素影响一般会降低几 Pa 到几十 Pa 不等, 远大于消除吸附气影响所需的压力, 难以

收稿日期: 2013-09-19; 修订日期: 2014-10-08。

作者简介: 韩学辉(1974—), 男, 博士, 副教授, 从事储层岩石物理研究。E-mail: hxhlogging@yahoo.com.cn。

基金项目: 国家油气专项(2011ZX05009-003)资助。

去除吸附气。如果将旋片式真空泵作为前级泵 配合使用高真空泵(如分子泵、扩散泵等)可实现更高的真空度 但分子泵等高真空泵存在费用昂贵、养护困难、容易损坏的问题 很难在实验室普及使用。

本文利用 CO₂ 气体更易于吸附于岩心表面^[11] 并且易溶于水的性质,开发了基于 CO₂ 置换吸附气原理的低渗透储层岩心饱和方法,研制了实验装置,并使用 26 块低渗透岩心实验考察了该方法的适应性。

1 方法原理

一般地,固体比表面积越大,吸附能力越强。低渗透岩心中极细颗粒含量的增加会导致气体吸附量的增加。气体的吸附作用具有一定选择性,非极性物质比极性物质更易于吸附。在同一系列物质中,沸点越高的物质越容易被吸附,吸附量与压力、浓度成正比,与温度成反比^[12-17]。在常见的几种气体中,CO₂ 气体较甲烷、氧气、氮气等气体更容易吸附于固体表面。并且,CO₂ 气体在水中的溶解度近于 1 : 1^[18]。利用 CO₂ 气体的上述性质,笔者开发了基于 CO₂ 置换 N₂、O₂ 等气体原理的低渗透储层岩心饱和方法。

该方法与传统饱和方法的主要区别是在常规方法的基础上,加入了 CO₂ 气体置换 O₂、N₂ 等天然气体的过程。具体消除吸附气的步骤是:首先在常规抽真空去除岩心饱和室空气达到极限真空后,向岩心饱和室注入 1 ~ 2 MPa 的 CO₂ 气体并平衡 1 ~ 2 h,当 CO₂ 气体置换出孔隙表面的 O₂、N₂ 等天然气后,卸压并抽真空将置换出的气体和未吸附的 CO₂ 气体排出,反复 2 ~ 3 次后确保岩心孔隙表面完全为 CO₂ 气体吸附。其次,利用 CO₂ 气体易溶于盐水的特性,在常规饱和方法的抽真空进液时将吸附的 CO₂ 气体溶于盐水后抽真空排出。此外,为了尽可能降低 CO₂ 等气体在孔隙表面的吸附量,还可以采用加温的辅助方式进一步减小吸附气对低渗透岩心饱和的影响。

2 实验装置及实验流程

2.1 装置组成和功用

为了实现在用 CO₂ 置换 N₂、O₂ 等气体,在通用的岩心抽真空加压饱和装置已有的盐水罐、岩心饱和室、真空泵、手动打压泵以及管线阀门基础上,增加了电加热装置、CO₂ 气瓶及其与岩心饱和室连接的管线和阀门(图 1)。装置各部分的功能为:CO₂ 气瓶是气源;盐水罐用于盛放饱和用的盐水;真空

泵用于盐水以及岩心饱和室的抽真空,通过建立饱和室的负压,为 CO₂ 气体进入岩心置换孔隙气体创造良好条件,也为盐水进入岩石孔隙做好准备;岩心饱和室附带的电加热装置可在抽真空的同时对岩心饱和室进行干燥,起到类似真空干燥箱的功能,提高抽真空效率;手动打压泵用于对岩心饱和室增压,进一步促使盐水进入岩石孔隙。

2.2 岩心抽真空加压饱和流程

图 2 为基于 CO₂ 置换的低渗透岩心抽真空加压饱和装置的工作流程图。与常规饱和方法流程的区别是在岩心室抽真空时加入了 CO₂ 置换步骤和加温步骤。

3 饱和效果分析

为了考察基于 CO₂ 置换的低渗透岩心饱和方法的效果,分别使用该方法和传统饱和方法饱和了

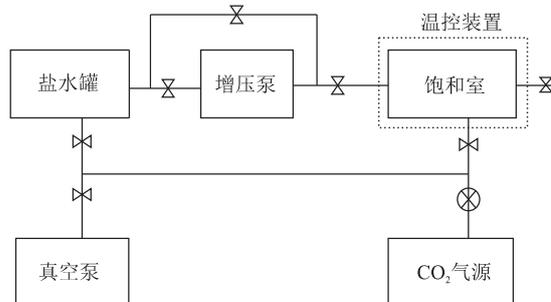


图 1 基于 CO₂ 置换的低渗透储层岩心饱和装置示意
Fig. 1 Experimental device for saturating of low-permeability reservoir cores based on CO₂ displacement

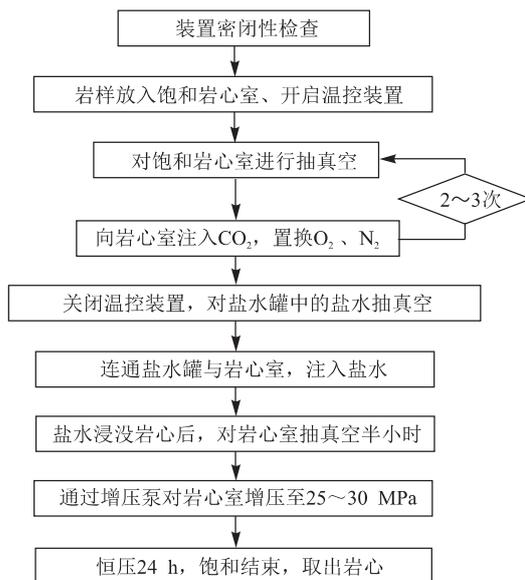


图 2 基于 CO₂ 置换的岩心饱和装置工作流程
Fig. 2 Flow diagram of experimental device for saturating of cores based on CO₂ displacement

低渗透储层岩心,实验测量了 2 种饱和方法的饱水法孔隙度和氦气法孔隙度,比较分析了 3 种孔隙度的差异性,并考察了岩性和物性参数对基于 CO₂ 置换的低渗透岩心饱和方法效果的影响。

3.1 实验岩心和基本参数

实验使用岩心有苏里格地区岩屑砂岩、大庆地区凝灰质岩屑砂岩以及莫索湾地区岩屑砂岩。表 1 列出了岩样的氦气法孔隙度 Φ_g 、克氏渗透率 K 、泥质含量 V_{SH} 、平均粒径 D 。岩心样品氦气法孔隙度分布范围为 2.51% ~ 15.44%,渗透率分布范围为 $(0.004 \sim 18.83) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低渗透、特低渗透岩心^[19]。

3.2 实验步骤

对同一批岩石样品分别测量了氦气法孔隙度和 2 种饱和方法的饱水法孔隙度。2 种饱和方法使用的饱和压力均为 30 MPa。其基本步骤如下: (1) 使用 CMS300 测量氦气法孔隙度; (2) 使用常规饱和装置饱和岩心,使用饱和前质量、饱和后质量以及盐水中质量测量饱水法孔隙度; (3) 岩心洗

盐; (4) 基于 CO₂ 置换的低渗透岩心抽真空加压饱和和装置饱和岩心,使用饱和前质量、饱和后质量以及盐水中质量测量饱水法孔隙度。

3.3 饱和效果及影响因素分析

3.3.1 饱和效果

表 2 给出了 2 种饱和方法测量的饱水法孔隙度及与氦气法孔隙度的对比结果。其中: φ_2 为新方法饱水孔隙度; φ_1 为原饱水法孔隙度; $\Delta\varphi_g$ 为新方法饱水孔隙度与氦气法孔隙度的差值,即 $\Delta\varphi_g = \varphi_g - \varphi_2$; $\Delta\varphi_1$ 为新方法饱水孔隙度相对原饱水法孔隙度绝对增量,即 $\Delta\varphi_1 = \varphi_2 - \varphi_1$ 。

可见,新饱和方法测量得到饱水法孔隙度相对传统饱和方法得到的饱水法孔隙度的绝对增量 ($\varphi_2 - \varphi_1$) 为 0.2% ~ 0.93%,平均为 0.54%。表明新方法较传统方法在饱和效果上有明显改善;应用新饱和方法测量的饱水法孔隙度比氦气法孔隙度略低,偏差量 $\Delta\varphi_g$ 为 -0.19% ~ 0.45%,平均偏差为 0.14%。表明新方法的饱和效果近于完全饱和。

表 1 苏里格、大庆和莫索湾地区岩心样品基本参数

Table 1 The basic parameters of cores from different fields

编号	岩性	$\Phi_g / \%$	$K / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	$V_{SH} / \%$	D / mm
SU-1	岩屑砂岩	9.23	0.540	1.16	0.47
SU-2	岩屑砂岩	6.47	0.270	5.59	0.31
SU-3	岩屑砂岩	6.59	0.400	2.52	0.38
SU-4	岩屑砂岩	9.16	0.480	2.76	0.42
SU-5	岩屑砂岩	6.05	0.300	4.49	0.27
SU-6	岩屑砂岩	5.82	0.510	12.89	0.29
SU-7	岩屑砂岩	11.05	0.740	1.89	0.43
DQ-1	凝灰质岩屑砂岩	4.60	0.100	20.94	0.25
DQ-2	凝灰质岩屑砂岩	4.36	0.012	25.69	0.23
DQ-3	凝灰质岩屑砂岩	10.33	0.050	21.61	0.14
DQ-4	凝灰质岩屑砂岩	5.06	0.019	37.24	0.18
DQ-5	凝灰质岩屑砂岩	4.82	0.060	26.74	0.24
DQ-6	凝灰质岩屑砂岩	5.25	0.010	25.07	0.24
DQ-7	凝灰质岩屑砂岩	7.15	0.019	29.08	0.19
DQ-8	凝灰质岩屑砂岩	2.51	0.004	37.83	0.21
MO-1	岩屑砂岩	14.29	0.640	11.38	0.13
MO-2	岩屑砂岩	15.44	16.500	5.32	0.15
MO-3	岩屑砂岩	15.02	5.920	9.40	0.14
MO-4	岩屑砂岩	8.92	0.160	4.87	0.13
MO-5	岩屑砂岩	13.91	2.110	11.16	0.15
MO-6	岩屑砂岩	5.76	0.100	13.87	0.14
MO-7	岩屑砂岩	13.30	12.590	11.37	0.20
MO-8	岩屑砂岩	13.18	18.830	9.73	0.22
MO-9	岩屑砂岩	6.90	0.167	3.47	0.29
MO-10	岩屑砂岩	9.26	0.790	11.81	0.16
MO-11	岩屑砂岩	9.09	0.190	17.59	0.27

表 2 新饱和方法饱水孔隙度与氦气法孔隙度、原饱水孔隙度对比

Table 2 Comparison between new saturated porosity and helium porosity, original saturated porosity

编号	φ_2	φ_g	$\Delta\varphi_g$	φ_1	$\Delta\varphi_1$
SU-1	9.33	9.23	-0.10	9.03	0.30
SU-2	6.36	6.47	0.11	5.74	0.62
SU-3	6.42	6.59	0.17	5.81	0.61
SU-4	8.93	9.16	0.23	8.51	0.42
SU-5	5.86	6.05	0.19	5.42	0.44
SU-6	5.61	5.82	0.21	5.41	0.20
SU-7	10.88	11.05	0.17	10.63	0.25
DQ-1	4.74	4.60	-0.14	4.13	0.61
DQ-2	3.91	4.36	0.45	3.23	0.68
DQ-3	10.02	10.33	0.31	9.16	0.86
DQ-4	4.79	5.06	0.27	3.86	0.93
DQ-5	4.49	4.82	0.33	3.68	0.81
DQ-6	4.93	5.25	0.32	4.32	0.61
DQ-7	6.89	7.15	0.26	6.07	0.82
DQ-8	2.63	2.51	-0.12	1.85	0.78
MO-1	14.23	14.29	0.05	13.59	0.64
MO-2	15.05	15.44	0.39	14.57	0.48
MO-3	14.70	15.02	0.32	14.13	0.57
MO-4	8.88	8.92	0.04	8.51	0.36
MO-5	13.94	13.91	-0.03	13.69	0.26
MO-6	5.57	5.76	0.19	4.99	0.57
MO-7	13.03	13.30	0.27	12.53	0.50
MO-8	13.04	13.18	0.14	12.66	0.38
MO-9	7.09	6.90	-0.19	6.78	0.40
MO-10	9.23	9.26	0.03	8.90	0.32
MO-11	9.40	9.29	-0.11	8.91	0.49

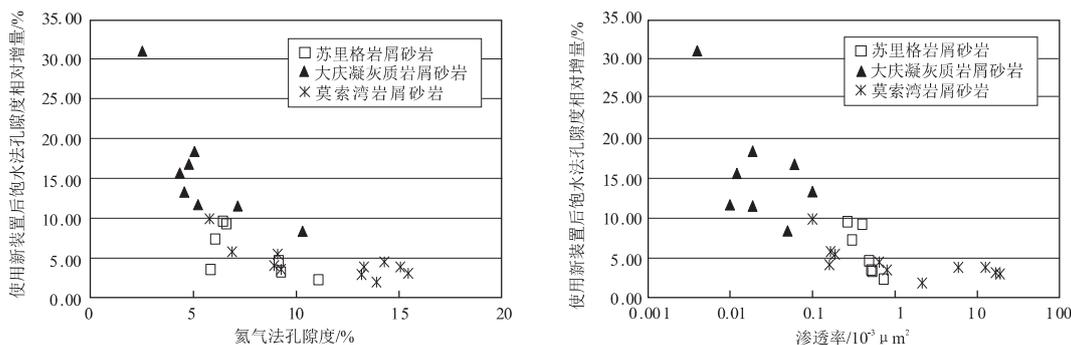


图3 饱水法孔隙度相对增量与氦气法孔隙度、渗透率的交会图

Fig. 3 Cross plots between relative increment of saturated porosity and helium porosity , permeability

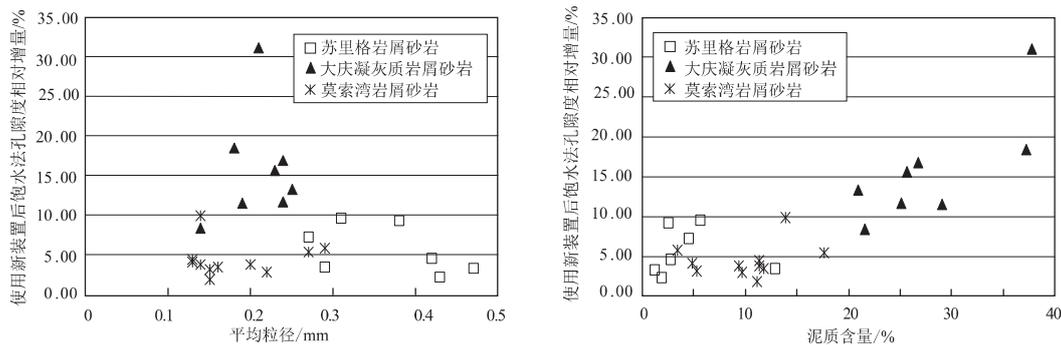


图4 饱水法孔隙度相对增量与平均粒径、泥质含量的交会图

Fig. 4 Cross plots between relative increment of saturated porosity and average grain size , shale content

3.3.2 饱和效果影响因素分析

图3为应用CO₂置换的抽真空加压饱和方法饱水法孔隙度相对增量 $(\varphi_2 - \varphi_1) / \varphi_g$ 与氦气法孔隙度和渗透率的交会图。随着岩心的孔隙度、渗透率变小,孔隙度相对增量逐渐增大。分析其原因与岩石结构和物性有关:岩石颗粒越细,孔隙度和孔隙尺寸越小,比表面积越大,岩石吸附气体能力越强则吸附气对饱和程度的影响就越大,新方法对饱和程度的提升就越明显。图4为饱水法孔隙度相对增量与平均粒径和泥质含量的交会图。其中,大庆油田地区岩心平均粒径相对较小且泥质含量最高,岩心孔隙度和渗透率小,饱水法孔隙度的相对增量最大;莫索湾地区平均粒径小但泥质含量低,岩心孔隙度和渗透率较大,饱水法孔隙度相对增量最小。以上表明基于CO₂置换的抽真空加压饱和方法的应用效果受岩性、物性的综合影响,应用效果有随岩性越细、孔隙度和渗透率越低而越好的趋势。

4 结论与讨论

(1) 基于CO₂置换的低渗透储层岩心饱和方法是针对低渗透储层岩心表面吸附气对饱和的影响提出的,主要利用了CO₂气体更易于吸附于岩心表面并

且易溶于水的性质,这是该方法与常规方法的不同之处,理论上更能够降低吸附气对岩心饱和的影响。

(2) 在实验研究的范围内,应用CO₂置换的抽真空加压饱和方法测量得到的饱水法孔隙度相对传统饱和方法得到的饱水法孔隙度的平均绝对增量为0.54%,与氦气法孔隙度相比平均偏差一般小于0.14%,表明新方法较传统方法在饱和效果上有明显改善且近于完全饱和。

(3) 在实验研究的范围内,应用新饱和方法测量的饱水法孔隙度相对增量有随岩性变细、孔隙度和渗透率变低而增大的趋势,表明该方法对岩石表面吸附气的去除有很好的针对性,可用于低孔隙度、低渗透储层岩心的饱和。

(4) 该实验装置的装配简单、易于操作,建议将该方法在岩石物理实验室推广使用。考虑到抽真空本身会减少气体在岩心表面的吸附,提高真空度能够进一步提高方法的应用效果。此外,该方法可能具备在有大量吸附气存在的页岩、煤等储层中应用的潜力,有必要开展进一步的相关研究。

参考文献:

[1] 王光付,廖荣凤,李江龙,等. 中国石化低渗透油藏开发状况及前景[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(3): 85-89.

- Wang Guangfu, Liao Rongfeng, Li Jianglong, et al. The development situation and future of low permeability oil reservoirs of SIN-OPEC [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2007, 14(3): 85-89.
- [2] 李荣西, 段立志, 张少妮, 等. 鄂尔多斯盆地低渗透油气藏形成研究现状与展望[J]. *地球科学与环境学报*, 2011, 33(4): 364-372.
- Li Rongxi, Duan Lizhi, Zhang Shaoni, et al. Review on oil/gas accumulation with Low Permeability in Ordos Basin [J]. *Journal of Earth Sciences and Environment* 2011, 33(4): 364-372.
- [3] 沈平平. 油层物理实验技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995. Shen Pingping. *Experiment technology of reservoir physics* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [4] SY/T5336-2006 岩心分析方法[S]. 北京: 石油工业出版社, 2006. SY/T5336-2006 Practices for core analysis [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [5] 王金彬, 杜环虹, 孙宝佃, 等. 低孔隙度低渗透率岩心欠饱和和对岩电实验参数的影响分析[J]. *测井技术*, 2006, 30(6): 503-505.
- Wan Jinbin, Du Huanhong, Sun Baodian, et al. Undersaturation effects on electrical experimental parameters of core with low porosity and low permeability [J]. *Well Logging Technology*, 2006, 30(6): 503-505.
- [6] 傅爱兵, 王善江, 张豆娟, 等. 含水饱和度指数 n 值计算方法探讨[J]. *测井技术*, 2007, 31(5): 438-440.
- Fu Aibing, Wang Shanjiang, Zhang Doujuan, et al. Discussion on calculation methods of water saturation index n [J]. *Well Logging Technology*, 2007, 31(5): 438-440.
- [7] 温晓红, 周拓, 胡勇, 等. 致密岩心中气体渗流特征及影响因素实验研究[J]. *石油实验地质*, 2010, 32(6): 592-595.
- Wen Xiaohong, Zhou Tuo, Hu Yong, et al. Experimental study of properties and influencing factors of gas flow in tight core [J]. *Petroleum Geology & Experiment* 2010, 32(6): 592-595.
- [8] 张开洪, 陈福焯, 陈一健. 抽真空饱和和方法对岩石电阻率测量的影响[J]. *西南石油学院学报*, 1994, 16(1): 110-114.
- Zhang Kaihong, Chen Fuxuan, Chen Yijian. Effects of vacuum saturation method on electrical resistivity measurement of rock samples [J]. *Journal of Southwestern Petroleum Institute*, 1994, 16(1): 110-114.
- [9] 赵阳升, 胡耀青, 杨栋, 等. 三维应力下吸附作用对煤岩气体渗流规律影响的实验研究[J]. *岩石力学与工程学报*, 1999, 18(6): 651-653.
- Zhao Yangsheng, Hu Yaoqing, Yang Dong, et al. The experimental study on the gas seepage law of rock related to adsorption under 3-D stresses [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 1999, 18(6): 651-653.
- [10] Webb P A, Orr C. Analytical methods in fine particle technology [M]. Norcross, Ga: Micromeritics Instrument Corporation, 1997.
- [11] 欧成华, 易敏, 郭平, 等. N₂、CO₂ 和天然气在岩心孔隙内表面的吸附量的测定[J]. *石油学报*, 2000, 21(5): 68-71.
- Ou Chenghua, Yi Min, Guo Ping, et al. Experiment for measuring absolute adsorption of N₂, CO₂ and natural gas on cores [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2000, 21(5): 68-71.
- [12] 孙仁远, 任晓霞, 胡爱梅, 等. 注二氧化碳提高煤层气采收率实验系统设计[J]. *石油仪器*, 2011, 25(3): 18-20.
- Sun Renyuan, Ren Xiaoxia, Hu Aimei, et al. Experimental system design for CO₂ enhanced coalbed methane recovery [J]. *Petroleum Instruments* 2011, 25(3): 18-20.
- [13] 吴忠宝, 甘俊奇, 曾倩. 低渗透油藏二氧化碳混相驱油机理数值模拟[J]. *油气地质与采收率*, 2012, 19(3): 67-70.
- Wu Zhongbao, Gan Junqi, Zheng Qian. Numerical simulation of CO₂ miscible flooding in low - permeability oil reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency* 2012, 19(3): 67-70.
- [14] 钟张起, 吴义平, 付艳丽, 等. 低渗透油藏 CO₂ 驱注入方式优化[J]. *特种油气藏*, 2012, 19(1): 82-84.
- Zhong Zhangqi, Wu Yiping, Fu Yanli, et al. Optimization of injection modes in CO₂ flooding of low permeability reservoirs [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs* 2012, 19(1): 82-84.
- [15] 叶建平, 冯三利, 范志强, 等. 沁水盆地南部注二氧化碳提高煤层气采收率微型先导性试验研究[J]. *石油学报*, 2007, 28(4): 77-80.
- Ye Jianping, Feng Sanli, Fan Zhiqiang, et al. Micro-pilot test for enhanced coalbed methane recovery by injecting carbon dioxide in south part of Qinshui Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(4): 77-80.
- [16] 潘碧云, 李彦旭, 王军. 活性炭吸附挥发性有机气体的影响因素[J]. *广东化工*, 2008, 35(1): 81-83.
- Pan Biyun, Li Yanxu, Wang Jun. The factors affect the activated carbon adsorption on volatile organic compounds [J]. *Guangdong Chemical Industry* 2008, 35(1): 81-83.
- [17] 娄毅, 杨胜来, 章星, 等. 低渗透油藏二氧化碳混相驱超前注气实验研究[J]. *油气地质与采收率*, 2012, 19(5): 78-80.
- Lou Yi, Yang Shenglai, Zhang Xing, et al. Experimental research on CO₂ miscible flooding by advanced gas injection in low permeability reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(5): 78-80.
- [18] 陈钟秀, 吴兆立. 二氧化碳在二甲基甲酰胺及其水溶液中溶解度的测定[J]. *化学工程*, 1989, 17(4): 61-63.
- Chen Zhongxiu, Wu Zhaoli. Solubility of CO₂ in DMF and its aqueous solution [J]. *Chemical Engineering*, 1989, 17(4): 61-63.
- [19] SY/T 6285-1997 油气储层评价方法[S]. 北京: 石油工业出版社, 1997. SY/T 6285-1997 Evaluating methods of oil and gas reservoirs [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.

(编辑 徐文明)