

CO₂驱沥青质沉积量对致密砂岩 油藏采收率的影响机理

王琛¹,李天太^{1*},高辉¹,高媛²,赵金省¹,窦亮彬¹

(1.西安石油大学石油工程学院,陕西西安710065; 2.陕西燃气集团有限公司,陕西西安710016)

摘要:为揭示CO₂驱过程中沥青质沉积量对致密砂岩油藏采收率的影响机理,选取3种不同沥青质含量的原油样品及相同渗透率的石英砂环氧树脂胶结人造岩心,模拟实际地层的温度、压力进行室内驱替实验,并通过核磁共振技术分析沥青质沉积对不同尺度孔喉中原油采收率的影响。实验结果表明:原油中沥青质含量越大,驱替过程中其沉积量越大;同时,岩心样品中的沥青质沉积量也随着CO₂注入量的增加而增加;驱替实验的最终采收率受沥青质沉积量的影响,沉积量越大,采收率越低。核磁共振技术测试结果表明,沥青质沉积对较大孔喉(2.0~200.0 ms)的采收率无明显影响。但是,对于较小孔喉(0.1~2.0 ms),沥青质沉积会产生一定程度的堵塞效应,导致剩余油难以采出,最终影响整体的采收率。

关键词:致密砂岩 CO₂驱 沥青质沉积 采收率 核磁共振技术 影响机理

中图分类号:TE357.42

文献标识码:A

Study on influencing mechanism of asphaltene precipitation on oil recovery during CO₂ flooding in tight sandstone reservoirs

WANG Chen¹, LI Tiantai¹, GAO Hui¹, GAO Yuan², ZHAO Jinsheng¹, DOU Liangbin¹

(1.College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an City, Shaanxi Province, 710065, China; 2.Shaanxi Gas Group Co., Ltd., Xi'an City, Shaanxi Province, 710016, China)

Abstract: In order to reveal the influencing mechanism of asphaltene precipitation on oil recovery during CO₂ flooding in the tight sandstone reservoirs, three kinds of crude oil samples with different asphaltene contents and low-permeability artificial cores (epoxy resin cemented quartz sand) were selected for flooding tests. The flooding tests were carried out by stimulating actual formation temperature and pressure. The effect of asphaltene precipitation on the oil recovery of different scales of pore throat was analyzed by nuclear magnetic resonance (NMR) technique. The results show that the amount of asphaltene precipitation is proportionate to asphaltene contents of the crude oil during flooding. It also increases with the increasing CO₂ injection volume. At the same time, the oil recovery will be affected by asphaltene, which decreases with the increasing precipitation amount. The results of NMR test show that the asphaltene precipitation had little effect on the oil recovery of the larger pore-throats (2.0-200.0 ms). However, the asphaltene precipitation produced a certain degree of clogging in the smaller pore-throats (0.1-2.0 ms), resulting in the remaining oil being difficult to be recovered and ultimately affecting the overall recovery.

Key words: tight sandstone; CO₂ flooding; asphaltene precipitation; oil recovery; NMR; influencing mechanism

收稿日期:2018-01-12。

作者简介:王琛(1987—),男,陕西汉中,在读博士研究生,从事油气田开发地质及提高采收率研究。联系电话:13891911165, E-mail: cwangxsyu@163.com。

*通讯作者:李天太(1962—),男,宁夏中宁人,教授,博导。联系电话:(029)88382208, E-mail: tli@xsyu.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目“非常规致密砂岩油藏超临界CO₂驱CO₂-原油-微纳米级孔喉缝系统的相互作用机理研究”(51774236)和“酸性气体侵入井筒在钻井液内赋存状态及对瞬态流动影响研究”(51604224),中国石油科技创新基金项目“致密砂岩储层有效孔喉缝系统与致密油赋存评价新方法研究”(2017D-5007-0104)。

CO₂是气驱提高采收率常用气体之一。CO₂易与原油形成混相,进而降低原油粘度和界面张力,膨胀原油体积,产生溶解气驱及酸化解堵等效应^[1-5]。目前,CO₂驱已广泛应用于低渗透油藏及高含水油藏,取得了较好的应用效果,但是,在致密砂岩储层中的研究及应用还处于探索阶段^[6-9]。

沥青质沉积是CO₂驱油过程中常见的储层伤害之一,储层中沉积的沥青质不仅堵塞基质孔喉,降低储层渗透率,同时影响CO₂驱的驱油效果,降低采收率^[10-11]。研究表明,在CO₂驱油过程中,沥青质的沉积量与CO₂的注入压力呈正相关,注入压力越高,沥青质的沉积量越大;沥青质沉积量的增大,会明显降低实验岩心样品的渗透率,造成严重的储层伤害^[12-13]。实验发现,孔喉堵塞及渗透率下降会进一步影响CO₂-原油混相体系在孔喉中的流动,降低CO₂驱的驱油效率,进而影响最终采收率^[11,14-15]。目前,关于沥青质沉积对采收率影响的相关研究,仅停留在通过驱替实验数据来分析采收率的降低程度,本质上并不清楚导致采收率下降的微观作用机理。为此,基于现有研究不足,笔者采用石英砂环氧树脂胶结人造岩心(排除CO₂-水-岩反应对实验结果的干扰)进行CO₂驱替实验,通过核磁共振技术分析沥青质沉积对不同尺度孔喉中剩余油分布特征的影响,明确沥青质沉积对致密砂岩油藏采收率的影响机理,为后期CO₂驱油开发方案设计提供理论依据。

1 实验准备

实验选取3种不同沥青质含量的原油样品,在保证岩心物性及实验条件相同的情况下,分别进行3组驱替实验,记录不同阶段的沥青质沉积量和采收率。同时,利用核磁共振技术分析各个阶段剩余油在大、小孔喉中的分布情况,进而评价沥青质沉积对大、小孔喉采收率的影响。

1.1 实验材料

实验岩心样品采用石英砂环氧树脂胶结人造岩心(表1),由东北石油大学制造;原油样品取自鄂尔多斯盆地安塞油田和姬塬油田长6储层,实验模拟用油(表2)为煤油和地层脱水原油按照体积比为3:1配制而成。实验用模拟地层水矿化度为20 000 mg/L,水型为CaCl₂型;Mn²⁺溶液质量浓度为15 000 mg/L;实验用CO₂气体纯度为99.9%。

1.2 实验流程

具体实验操作及流程主要包括:①将岩心样品

表1 岩心样品参数及实验条件
Table1 Parameters of the core samples and experimental conditions

岩心编号	长度/mm	直径/mm	孔隙度/%	渗透率/mD	注入压力/MPa	驱替压差/MPa
1	10.05	25.0	2.68	0.22	15	0.2
2	10.01	25.1	2.85	0.22	15	0.2
3	10.08	25.0	2.73	0.22	15	0.2

表2 原油样品物性参数
Table2 Physical property parameters of the oil samples

油样编号	来源	80℃时的原油粘度/(mPa·s)	地面原油密度/(g·cm ⁻³)	沥青质含量/%
1	安塞油田	2.2	0.841	0.71
2	姬塬油田	1.9	0.762	1.15
3	安塞油田	2.1	0.855	1.68

进行编号、清洗和烘干处理,气测渗透率。②将岩心样品抽真空后饱和模拟地层水,根据饱和前、后质量差计算其孔隙度。③为消除水信号对实验结果的影响,用Mn²⁺溶液,通过驱替泵(ISCO-260D型,美国制造)以恒定流量为0.05 mL/min驱替模拟地层水,注入量为2~3 PV,驱替结束后进行核磁共振仪器T₂谱采样,检查信号消除效果。④将实验原油样品以恒定的流速(0.05 mL/min)注入到岩心样品中驱替地层水(Mn²⁺溶液),以建立地层原始油水分布,并完成T₂谱采样。⑤在实验温度为80℃条件下,以0.2 mL/min速度注入CO₂,在1号—3号岩心样品驱替过程中,利用回压控制器稳定驱替压差为0.2 MPa,均以15 MPa的注入压力进行恒压驱替。⑥分别在CO₂注入量为1,3和5 PV时收集岩心末端排出的液样,利用分光光度计测定产出液沥青质含量,同时对岩心进行T₂谱采样。

2 实验结果及分析

2.1 沥青质沉积量

研究选取3种不同沥青质含量原油样品进行对比实验,驱替过程中分别测定了CO₂注入量为1,3和5 PV时产出液中沥青质含量,通过与沥青质初始含量的对比,计算沥青质在驱替过程中的沉积量(表3)。

从图1可以看出:沥青质沉积量随着CO₂注入量的增加而增加,3组实验的沉积曲线形态相近。在CO₂注入量为0~1 PV时,是整个驱替过程中沥青质沉积速率最快的阶段(曲线形态较陡),3组实验具有相同特征;在CO₂注入量为1~3 PV时,沉积速率稍有下降,整体慢于1 PV;在CO₂注入量达到3 PV

表3 不同驱替阶段的沥青质沉积量
Table3 Amount of asphaltene precipitation in different flooding stages %

岩心编号	沥青质	CO ₂ 注入量为1 PV		CO ₂ 注入量为3 PV		CO ₂ 注入量为5 PV	
	初始含量	沥青质含量	沥青质沉积量	沥青质含量	沥青质沉积量	沥青质含量	沥青质沉积量
1	0.71	0.55	0.16	0.51	0.20	0.48	0.23
2	1.15	0.89	0.26	0.80	0.35	0.77	0.38
3	1.68	1.33	0.35	1.19	0.49	1.15	0.53

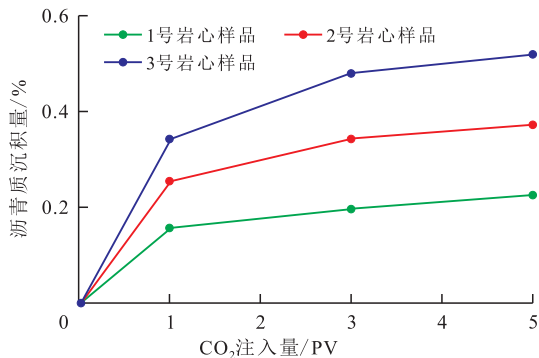


图1 沥青质沉积量分布曲线

后,沥青质沉积量曲线形态整体趋于平缓,沉积速率明显降低。最终,1号岩心样品的沥青质沉积量最小,为0.23%;2号和3号岩心样品的沥青质沉积量分别为0.38%和0.53%。由于每块岩心样品的沥青质沉积量不同,在后续分析中通过对比各组实验的采收率及剩余油分布特征,进一步探究不同沥青质沉积量对采收率的影响。

2.2 采收率

在驱替过程中,每当CO₂注入量达到0.5 PV时,进行1次采收率计算。从图2中可以看出:1号岩心样品的最终采收率最高,达到65.08%,2号岩心样品最终采收率为60.09%,而3号岩心样品的最终采收率最低,为56.12%;由于3块岩心样品均为人造岩心,其物性差别非常小,且实验条件完全一致,因此,沥青质沉积量是最终采收率出现差异的关键原

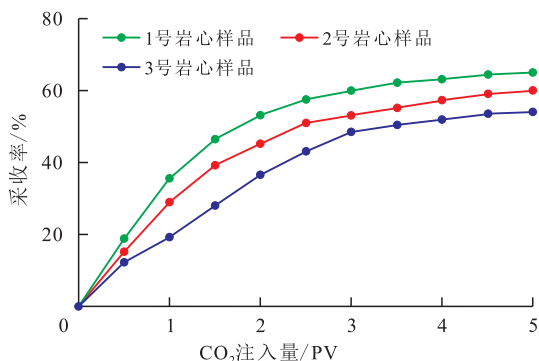


图2 采收率与CO₂注入量关系曲线

Fig.2 Curve showing relationship between oil recovery and CO₂ injection volume

因。1号岩心样品所用原油样品的沥青质含量最低,沉积量有限,所以对采收率的影响较小,而3号岩心样品所用原油样品的沥青质含量是1号岩心样品的2.36倍,沥青质沉积量明显高于其他2组实验,因此其采收率是3组实验中最低的。同时发现,1号岩心样品和2号岩心样品在CO₂注入量为2 PV附近时,采收率曲线开始趋于平缓,并接近最大原油采收率;而3号岩心样品在CO₂注入量为3 PV时采收率曲线幅度才开始下降,这表明沥青质沉积量不仅影响最终采收率,同时也影响了CO₂驱的驱替效率。

2.3 影响机理

应用核磁共振技术分析剩余油在不同尺度孔喉中的分布特征,以T₂弛豫时间表征弛豫过程为例。其中,T₂值与储层岩石孔喉半径呈正比,其值越大反映孔喉越大^[16]。根据T₂值的分布,将岩心孔喉大小分为2个区间:较小孔喉为0.1~2.0 ms,较大孔喉为2.0~200.0 ms。

1—3号岩心样品的原始油及CO₂注入量为1,3和5 PV时的剩余油分布T₂谱(图3,图4,图5)表明,在较大孔喉中,CO₂注入量为1 PV时,3块岩心样品中的剩余油量较大,说明此时的采收率较低;CO₂注入量为3 PV时,剩余油量出现明显下降,大部分原油已被采出;在CO₂注入量为5 PV附近时,虽然剩

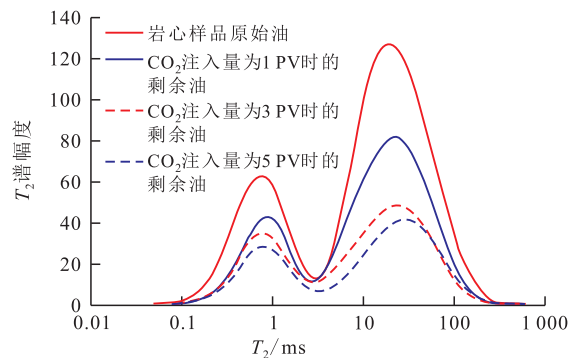


图3 1号岩心样品原始油及剩余油分布特征

Fig.3 Distribution of initial oil and remaining oil after different CO₂ injection volumes for core sample 1

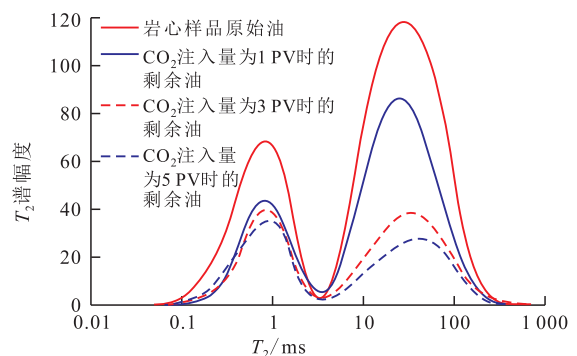


图4 2号岩心样品原始油及剩余油分布特征

Fig.4 Distribution of initial oil and remaining oil after different CO₂ injection volumes for core sample 2

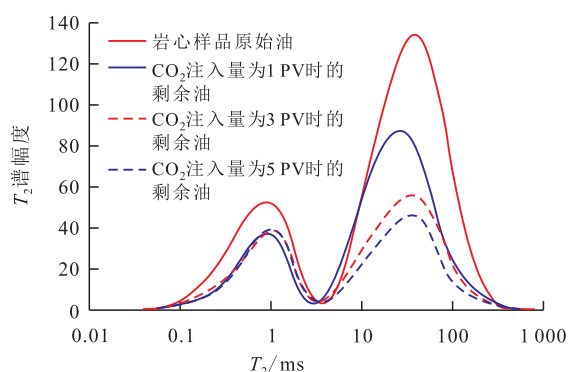


图5 3号岩心样品原始油及剩余油分布特征

Fig.5 Distribution of initial oil and remaining oil after different CO₂ injection volumes for core sample 3

余油量减小,但是相比CO₂注入量为3 PV时其剩余油量变化较小。再次验证得到3块岩心样品CO₂注入量为2~3 PV时接近最大采收率;CO₂注入量为3~5 PV时,虽然采收率继续升高,但其上升幅度较小(图1)。同时,3块岩心样品的较大孔喉在不同CO₂注入量下剩余油分布特征基本一致,这说明沥青质沉积量对致密砂岩油藏较大孔喉中的原油驱替效果及采收率基本无影响。

在较小孔喉中,1—3号岩心样品在不同CO₂注入量阶段的剩余油分布却出现了明显的差异。从图3中可以看出:1号岩心样品的较小孔喉在CO₂注入量为1,3和5 PV时,剩余油出现不同程度地下降,且下降幅度基本相同,与较大孔喉相比,CO₂注入量为1和3 PV的采收率未出现明显升高。其原因为:①由于致密砂岩油藏孔喉尺度小,原油流动需要克服粘滞阻力和来自边界层内固液界面的相互作用^[17],在较小孔喉中这种流动阻力表现得更为明显,导致在同样条件下,较小孔喉的采收率小于较大孔喉的。②虽然1号岩心样品的沥青质含量最低,但是沥青质沉积对较小孔喉仍具有一定堵塞作用,随着CO₂注入量的增加,沥青质沉积量增大,对较小孔喉产生堵塞效应,导致较小孔喉的一部分原油难以被驱替出来,最终影响其采收率。

2号岩心样品在较小孔喉中的剩余油分布特征(图4)不同于1号岩心样品,主要区别在于CO₂注入量分别为1,3和5 PV时的剩余油分布特征更接近,表明CO₂注入量为1 PV时,2号岩心的较小孔喉只有很少原油被驱替出。2号岩心样品的沥青质沉积量是1号岩心样品的1.65倍,更多的沥青质沉积是导致2号岩心样品较小孔喉采收率低的主要原因。

在CO₂注入量为1,3和5 PV时,3号岩心样品在较小孔喉中的剩余油分布特征基本无变化(图5),表明几乎没有原油被采出。3号岩心样品沥青质沉

积量是1号岩心样品的2.3倍,随着CO₂注入量的增加,沥青质大量沉积,导致在CO₂注入量为1 PV以后,较小孔喉基本被堵塞,虽然3号岩心样品的整体采收率继续升高(图2),但基本都是由贡献较大孔喉贡献的采收率。

3 结论

通过实验发现,在致密砂岩油藏CO₂驱过程中,油样的沥青质含量越高,沉积量越大;大量的沥青质沉积对较大孔喉(2.0~200.0 ms)的采收率基本无影响,但是对较小孔喉(0.1~2.0 ms)会产生一定程度的堵塞效应,使其中部分剩余油被封堵而无法采出,降低小孔喉驱替效果,最终影响整体采收率。实验通过核磁共振技术确定了CO₂驱不同驱替阶段的剩余油分布规律,进一步明确了沥青质沉积量对采收率的影响机理,为CO₂驱技术在非常规致密砂岩油藏中的高效应用提供了理论支持。

参考文献:

- [1] 程杰成,刘春林,汪艳勇,等.特低渗透油藏二氧化碳近混相驱替试验研究[J].特种油气藏,2016,23(6):64-67.
CHENG Jiecheng, LIU Chunlin, WANG Yanyong, et al. Near-miscible CO₂ flooding test in ultra-low permeability oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(6): 64-67.
- [2] 高云丛,赵密福,王建波,等.特低渗油藏CO₂非混相驱生产特征与气窜规律[J].石油勘探与开发,2014,41(1):79-85.
GAO Yuncong, ZHAO Mifu, WANG Jianbo, et al. Performance and gas breakthrough during CO₂ immiscible flooding in ultra-low permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 79-85.
- [3] 郝永卯,薄启炜,陈月明.CO₂驱油实验研究[J].石油勘探与开发,2005,32(2):110-112.
HAO Yongmao, BO Qiwei, CHEN Yueming. Laboratory investigation of CO₂ flooding [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(2): 110-112.
- [4] 李向良.温度和注入压力对二氧化碳驱油效果的影响规律实验[J].油气地质与采收率,2015,22(1):84-87,92.
LI Xiangliang. Experimental study on the effect of temperature and injection pressure on CO₂ flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 84-87, 92.
- [5] 陈国利.二氧化碳驱开发效果评价方法[J].大庆石油地质与开发,2016,35(1):92-96.
CHEN Guoli. Evaluating method of CO₂ flooding development effects [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(1): 92-96.
- [6] 郎东江,伦增珉,吕成远,等.致密砂岩储层CO₂驱油特征的核磁共振实验研究[J].CT理论与应用研究,2016,25(2):141-147.
LANG Dongjiang, LUN Zengmin, LÜ Chengyuan, et al. Study of

- displacement characteristics of CO₂ in tight sandstone reservoir by nuclear magnetic resonance [J].CT Theory and Applications, 2016, 25(2): 141-147.
- [7] 张本艳, 党文斌, 王少朋, 等. 鄂尔多斯盆地红河油田长8储层致密砂岩油藏注CO₂提高采收率[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 272-275.
ZHANG Benyan, DANG Wenbin, WANG Shaopeng, et al. CO₂-EOR in Chang8 tight sandstone reservoir of Honghe oilfield in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 272-275.
- [8] 胡伟, 吕成远, 王锐, 等. 水驱油藏注CO₂非混相驱油机理及剩余油分布特征[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(5): 99-105.
HU Wei, LÜ Chengyuan, WANG Rui, et al. Mechanism of CO₂ immiscible flooding and distribution of remaining oil in water drive oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(5): 99-105.
- [9] 王建波, 高云丛, 宗畅, 等. 特低渗油藏CO₂非混相驱水气交替注入见效特征[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(2): 116-120.
WANG Jianbo, GAO Yuncong, ZONG Chang, et al. Response characteristics of CO₂-immiscible flooding WAG in the ultra-low-permeability oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(2): 116-120.
- [10] 贾英, 孙雷, 孙良田, 等. 向油藏中注CO₂时引起的沥青质沉淀研究[J]. 新疆石油地质, 2006, 27(5): 581-585.
JIA Ying, SUN Lei, SUN Liangtian, et al. A study of asphaltene deposition caused by CO₂ injection in reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006, 27(5): 581-585.
- [11] 赵明国, 赵宇. CO₂驱油中沥青质沉积条件及对驱油效果影响的研究[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(4): 729-731, 748.
ZHAO Mingguo, ZHAO Yu. The study on depositional condition of bitumen and displacement characteristics effect of CO₂ flooding [J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(4): 729-731, 748.
- [12] PAPANITRIOU N I, ROMANOS G E, CHARALAMBOPOULOU G Ch, et al. Experimental investigation of asphaltene deposition mechanism during oil flow in core samples [J]. SPEJ, 2007, 57(3/4): 281-293.
- [13] 孙忠新. CO₂驱替下沥青质沉积实验研究[J]. 油田化学, 2010, 27(4): 374-376.
SUN Zhongxin. Study on asphaltene deposition in the process of CO₂ flooding [J]. Oilfield Chemistry, 2010, 27(4): 374-376.
- [14] 张钧溢, 赵凤兰, 侯吉瑞, 等. CO₂驱替过程中沥青质沉积及其对原油采收率的影响[J]. 特种油气藏, 2012, 19(2): 107-109.
ZHANG Junyi, ZHAO Fenglan, HOU Jirui, et al. Asphaltene deposition and its impact on oil recovery during CO₂ flooding [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(2): 107-109.
- [15] 孙忠新. CO₂驱油效果影响因素研究[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2009.
SUN Zhongxin. Study on influencing factors of CO₂ flooding [D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2009.
- [16] 李海波, 朱巨义, 郭和坤. 核磁共振T₂谱换算孔隙半径分布方法研究[J]. 波谱学杂志, 2008, 25(2): 273-280.
LI Haibo, ZHU Juyi, GUO Hekun. Methods for calculating pore radius distribution in rock from NMR T₂ spectra [J]. Chinese Journal of Magnetic Resonance, 2008, 25(2): 273-280.
- [17] 王崇阳. 致密油藏注CO₂实验研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
WANG Chongyang. Experimental study on CO₂ flooding in tight oil reservoirs [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.

编辑 王星

(上接第94页)

- [22] CARSLAW H S, JAEGER J C. Conduction of heat in solids [M]. Oxford: Clarendon Press, 1959.
- [23] 要继超, 王兴志, 罗兰, 等. 渝东地区龙马溪组页岩气成藏地质条件研究[J]. 特种油气藏, 2016, 23(4): 77-80.
YAO Jichao, WANG Xingzhi, LUO Lan, et al. Geology of Longmaxi shale gas accumulation in eastern Chongqing [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(4): 77-80.
- [24] 黄睿哲, 姜振学, 高之业, 等. 页岩储层组构特征对自发渗吸的影响[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(1): 111-115.
HUANG Ruizhe, JIANG Zhenxue, GAO Zhiye, et al. Effect of composition and structural characteristics on spontaneous imbibition of shale reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 111-115.
- [25] ENGELDER T, CATHLES L M, BRYNDZIA L T. The fate of residual treatment water in gas shale [J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2014, 7: 33-48.
- [26] LAN Q, GHANBARI E, DEHGHANPOUR H, et al. Water loss versus soaking time: spontaneous imbibition in tight rocks [J]. Energy Technology, 2014, 2(12): 1 033-1 039.
- [27] MAKHANOV K, HABIBI A, DEHGHANPOUR H, et al. Liquid uptake of gas shales: a workflow to estimate water loss during shut-in periods after fracturing operations [J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2014, 7: 22-32.
- [28] KING G E. Hydraulic fracturing 101: what every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, university researcher, neighbor and engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells [C]. Texas: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2012.
- [29] AL-MUNTASHERI G A. A critical review of hydraulic-fracturing fluids for moderate- to ultralow-permeability formations over the last decade [J]. SPE Production & Operations, 2014, 29(4): 243-260.
- [30] HU Y T, CHUNG H C, MAXEY J E. What is more important for proppant transport, viscosity or elasticity? [C]. Texas: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2012.

编辑 常迎梅