

延长油田典型致密油储层渗吸-驱替 采油机理定量分析

申哲娜,王香增,康宵瑜,王成俊,金 志

(陕西延长石油(集团)有限责任公司 研究院,陕西 西安 710075)

摘要:渗吸法驱油是致密油储层重要的采油方式之一,目前主要针对裂缝系统与基质系统之间的渗吸机理进行了较为深入的研究,但对于渗吸和驱替作用对渗流阶段采出程度的影响和贡献却未形成统一的认识。为此,基于延长油田水磨沟区长8致密油储层的孔隙结构分布特征以及裂缝系统和基质系统驱替压力特征分析,利用核磁共振技术定量表征驱替法和渗吸法对采出程度和可动流体分布的影响。实验结果表明:研究区致密油储层渗流能力的主控因素为喉道半径;裂缝性岩心样品基质系统的采出程度主要受控于渗吸作用,裂缝系统的采出程度主要受控于驱替作用;核磁共振定量分析驱替法和渗吸法的采收率分别为32.30%~39.32%和9.60%~19.49%;致密油储层岩心样品的微观孔隙结构复杂,且渗吸-驱替过程中流体流动方向受微观孔喉润湿性影响,因此渗吸法与驱替法的可动流体分布没有严格的孔隙尺寸界限。

关键词:致密油储层 渗吸-驱替 定量分析 核磁共振 可动流体分布 延长油田

中图分类号:TE312

文献标识码:A

Quantitative analysis of the mechanism of imbibition and displacement recovery of typical tight oil reservoirs in Yanchang Oilfield

SHEN Zhen, WANG Xiangzeng, KANG Xiaoyu, WANG Chengjun, JIN Zhi

(Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum(Group)Co.,Ltd., Xi'an City, Shaanxi Province, 710075, China)

Abstract: Imbibition is one of the important oil recovery mode for the tight oil reservoir. Imbibition mechanism between the fracture and the matrix was studied thoroughly, but there is no agreement on the influence and contribution of imbibition and displacement on the recovery degree in the seepage stage. Therefore, based on the pore structure distribution characteristics and the pressure characteristics of the fracture system and matrix system of Chang8 tight oil reservoir in Shuimogou area of Yanchang Oilfield, NMR technology was used to quantitatively characterize the influence of displacement method and imbibition method on the recovery degree and the distribution of movable fluid. The experimental results show that the main controlling factor on the seepage ability of the tight oil reservoir in the study area is the throat radius; the recovery degree of the matrix system in the fractured core samples is mainly controlled by the imbibition, and the recovery degree of the fracture system is mainly controlled by the displacement. The recovery of the displacement and imbibition methods based on NMR quantitative analysis was 32.30%~39.32% and 9.60%~19.49% respectively. The microscopic pore structure of the core samples in the tight oil reservoir is complex, and the flow direction of the fluid during the process of imbibition and displacement is affected by the wettability of the microscopic pore throat, so the distribution of the movable fluid obtained by the imbibition and displacement method has no strict pore size boundaries.

Key words: tight oil reservoir; imbibition-displacement; quantitative analysis; nuclear magnetic resonance; movable fluid distribution; Yanchang Oilfield

收稿日期:2018-05-11。

作者简介:申哲娜(1987—),女,陕西咸阳市,工程师,硕士,从事油气田开发研究。联系电话:18064384449, E-mail:275543431@qq.com。
基金项目:国土资源部矿场资源节约与综合利用项目“特低渗透油藏高效开发提高采收率示范工程”(ycsy2012ky-G03)。

目前致密油开发主要采用水平井体积压裂改造技术,形成由人工裂缝、天然微裂缝和基质构成的复杂渗流系统^[1-4];其中,天然微裂缝中的流体以达西渗流为主,基质系统中的流体表现为渗吸作用和低速非达西渗流特征。随着开发的深入,大量的剩余油滞留于基质系统中的微小孔隙,难以通过加压驱替方式进行开采,仅以毛管压力渗吸置换。因此,致密油藏的开发效果受驱替效率和毛管压力自发渗吸效率控制。中外研究成果^[5-13]证实,渗透率越低,渗吸作用越强;在致密油藏中依靠渗吸作用动用基质系统中原油的潜力大于中—高渗透油藏,自发的渗吸作用已成为裂缝性致密油藏有效开发的重要机理。目前尚未针对渗吸—驱替采油机理进行整体研究,且渗吸—驱替效应对致密油储层开发效果的定量分析也鲜有报道。为此,以延长油田水磨沟区长8储层为研究对象,基于微观孔隙结构分析,采用核磁共振技术,开展渗吸—驱替采油机理的微观表征,定量分析渗吸和驱替这2种方式对研究区长8储层岩心样品采出程度及可动流体分布范围的影响,以期为裂缝性致密油储层渗吸—驱替采油机理的研究及相同类型油藏的有效开发提供理论依据。

1 地质概况

延长油田水磨沟区位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡的中南部,平均地面海拔为1 140~1 380 m,地表高差较大,约为150~240 m,为第四纪黄土覆盖,经流水长期侵蚀,形成典型的黄土高原地貌。研究区钻探始于2009年,共完钻探井10口,均钻遇长8储层,试油获得工业油流。长8储层的平均渗透率为0.13 mD,平均孔隙度为7.58%,润湿性为弱亲油—中性,孔隙半径峰值约为55 μm ,喉道半径峰值约为0.11 μm ,属于细孔—微喉型储层。2010年投入开发,累积动用含油面积为3.57 km^2 ,动用储量为 $109.54 \times 10^4 \text{ t}$,完钻常规采油井47口,已投产39口,单井初期平均日产油量为1.5 t/d,目前平均日产油量为0.4 t/d,综合含水率为20%。

2 实验器材及方法

2.1 实验器材

实验仪器包括渗吸仪、岩心渗吸—驱替装置、ASPE-730型恒速压汞实验装置和UNI-Q-PMR型脉冲核磁共振岩心样品分析仪等。实验岩心样品采

用延长油田水磨沟区长8储层天然岩心,孔隙度为1.88%~11.5%,渗透率为0.056~0.269 mD。实验模拟油由脱水原油与煤油按体积比为1:2配制而成,54 $^{\circ}\text{C}$ 时的密度为0.816 g/cm^3 ,粘度为2.75 $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。实验用水采用地层水,矿化度为15 219.94 mg/L 。

2.2 实验方法

2.2.1 储层孔隙结构参数测试方法

利用恒速压汞法对研究区长8储层岩心样品的孔隙结构参数进行测试。恒速压汞法是将汞以极低的速度注入岩心样品,在此过程中记录压力曲线变化的一种精度较高的研究孔隙结构特征的方法^[14]。实验步骤主要包括:①钻取直径为2.52 cm的岩心样品,洗油后烘干。②测定岩心样品的孔隙度和渗透率。③将岩心样品抽真空后浸泡在汞液中。④以非常低的恒定速度(0.000 05 mL/min)向岩心样品中注入汞,在进汞过程中压力先降低再回升,当压力约为6.2 MPa时结束实验,对应的喉道半径约为0.12 μm 。⑤在恒速压汞法实验的同时,通过计算机系统实时监控和自动化数据采集及输出,以备后续处理。

2.2.2 驱替压力测试方法

利用压差—流量测试法对研究区长8储层裂缝系统和基质系统岩心样品的驱替压力特征进行对比分析。实验步骤主要包括:①将已测定孔隙度和渗透率的岩心样品放入真空瓶中抽真空12 h,再抽入地层水,真空饱和12 h后称量。②将饱和地层水的岩心样品放入岩心夹持器中,接通流程,对仪器初始值归零,逐步加入环压,步长为2 MPa,每次加压间隔10 min,将压力逐步提升至高于设定驱替压力2 MPa以上。③以0.02 mL/min 的流速向岩心样品注入模拟油,直至采出液不含水,停泵,老化12 h以上。④打开驱替泵,恒压注入模拟地层水,待流量稳定后,记录该驱替压力下的流量,重复操作,记录不同驱替压力下的流量,计算驱替压力梯度及流速,并得到二者的关系曲线。

2.2.3 核磁共振定量表征方法

利用核磁共振技术定量表征渗吸法和驱替法的实验特征,分析这2种方法对研究区长8储层岩心样品采收率及可动流体分布的影响。根据核磁共振机理,弛豫时间与孔隙半径关系的表达式为

$$r = \frac{0.735T_2}{C} \quad (1)$$

式中: r 为孔隙半径, μm ; T_2 为弛豫时间,ms; C 为孔隙模型类型对应的变量,ms/ μm ,研究区取值为1.71。

根据弛豫时间可以将研究区长8储层的岩心样品分为大孔隙(弛豫时间大于100 ms、孔隙半径大于21.5 μm)、中孔隙(弛豫时间为10~100 ms、孔隙半径为4.3~21.5 μm)和小孔隙(弛豫时间小于10 ms、孔隙半径小于4.3 μm)共3种类型。

实验步骤主要包括:①将饱和地层水的岩心样品在质量浓度为20 000 mg/L的 MnCl_2 溶液中浸泡,12 h后, Mn^{2+} 充分扩散进入岩心样品的孔隙中,岩心样品中的水信号基本消除。②将岩心样品放入驱替装置,用模拟油饱和岩心,驱替倍数为10 PV,并利用核磁共振岩心样品分析仪测试其束缚水状态的 T_2 谱。③将岩心样品分为3组,每组岩心样品均为来源于同一岩心且物性相近的2块样品,将2块岩心样品分别进行自发渗吸实验和 MnCl_2 溶液驱油实验,至自发渗吸实验的产油量不再变化以及水驱油至没有油产出,测试其残余油状态下的 T_2 谱。④根据测试得到的 T_2 谱计算岩心样品的采收率,并处理实验数据。

3 实验结果及分析

3.1 致密油储层孔隙结构参数分布特征

为定量分析延长油田水磨沟区长8储层的喉道和孔隙半径的分布特征,通过进汞压力的波动测定孔隙和喉道的大小及数量,实现对孔隙、喉道半径的大小及分布范围的定量研究。

选取研究区平均渗透率为0.1 mD的岩心样品进行恒速压汞法测试,实验结果表明:致密油储层岩心样品的孔隙结构参数与渗透率具有较密切的相关性。相对高渗透储层岩心样品的分选及孔喉连通性逐级增强,孔隙半径相对集中分布于55 μm 左右,且分布范围变化较小;而喉道半径分布范围变化较大,为0.03~0.3 μm ,喉道半径峰值约为0.11 μm ;孔喉比较大,其平均值为415。因此,喉道半径是研究区致密油储层渗流能力的主要控制因素。

3.2 裂缝系统和基质系统驱替压力特征

对比分析研究区致密油储层裂缝系统岩心样品与基质系统岩心样品的驱替压力特征。结果表明:裂缝系统岩心样品的压力梯度与流速呈明显的线性关系,符合达西渗流规律;而对于基质系统岩心样品,测试开始时随着驱替压力梯度的增加,并没有流体驱出,至某一驱替压力梯度下才有流体被驱出,表明基质系统岩心样品存在启动压力梯度,主要受控于渗吸作用置换原油。

3.3 驱替法与渗吸法的核磁共振定量表征

3.3.1 采收率对比分析

由研究区长8储层岩心样品水驱油前后核磁共振 T_2 谱(图1)可以看出,在水驱油实验过程中,油量的减少使得油相弛豫信号逐渐减弱, T_2 谱左、右峰幅度均减小,但右峰幅度减小更明显,表明注入水主要驱替的是一些大孔隙和中孔隙中的原油。由图1还可以看出,残余油弛豫时间小于100 ms,且峰值较高,说明水驱油实验过程中主要驱替大孔隙中的原油,而残余油主要存在于中—小孔隙,大孔隙中分布较少。

由研究区长8储层岩心样品渗吸前后核磁共振 T_2 谱(图2)可以看出,在岩心样品处于原始含油饱和度状态时,含油孔隙半径分布表现为2个峰,左峰表示小孔隙部分,右峰表示大孔隙部分。自发渗吸实验后,左、右峰幅度比原始含油饱和度条件下测得的幅度均有减小,表明致密油储层的孔隙半径很小,而毛管压力作用很大,具有较强的毛管渗吸作用,即岩心样品小孔隙中的原油因毛管压力作用吸入水而排出油,因此利用毛管压力的渗吸作用,吸入水、排出油,对提高致密油储层的采收率具有重要意义。

研究区长8储层6块岩心样品的渗吸法和驱替法实验结果表明:驱替法实验的采收率为32.30%~39.32%,渗吸法实验的采收率为9.60%~19.49%。驱替法实验的采收率虽明显高于渗吸法,但由于驱

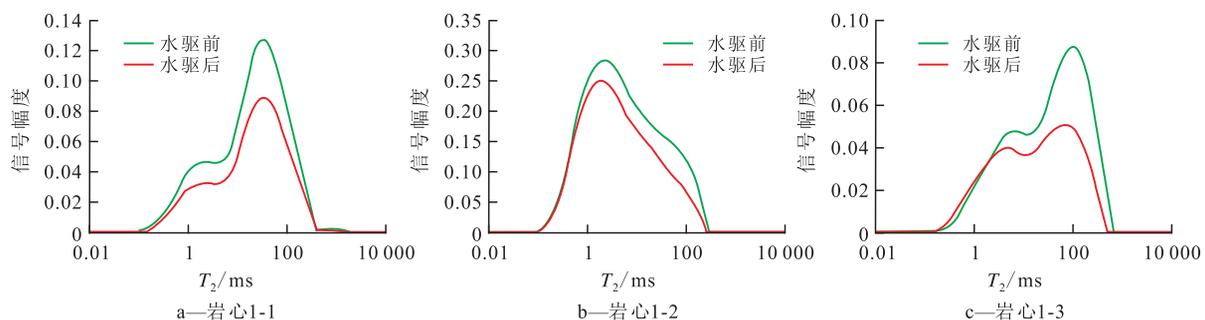


图1 延长油田水磨沟区长8储层岩心样品水驱油前后核磁共振 T_2 谱

Fig.1 NMR T_2 spectra of core samples of Chang8 reservoir in Shuimogou area of Yanchang Oilfield before and after water flooding

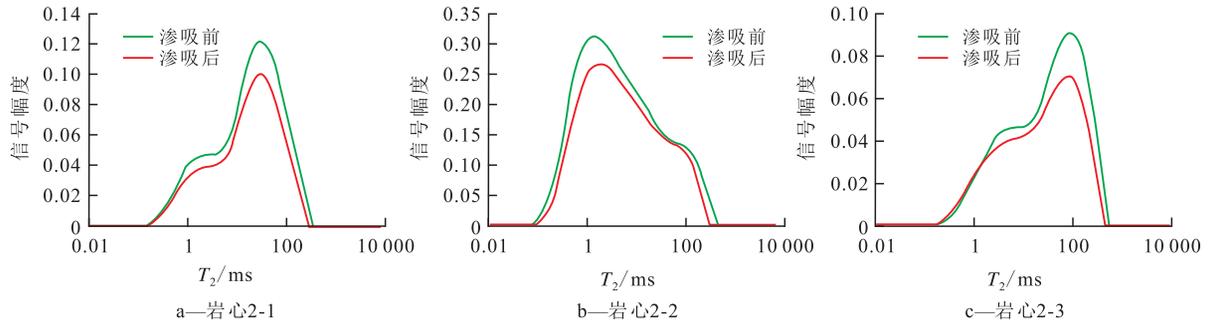


图2 延长油田水磨沟区长8储层岩心样品渗吸前后核磁共振 T₂谱

Fig.2 NMR T₂ spectra of core samples of Chang8 reservoir in Shuimogou area of Yanchang Oilfield before and after imbibition

替法实验中压力梯度高于实际矿场中的水驱压力梯度,过高的注入压力会给设备和工艺带来困难,不符合矿场实际情况。因此,在实际矿场应用中,应充分发挥渗吸法和驱替法的协同作用。

3.3.2 可动流体分布分析

定义不同类型孔隙出油量与总出油量的比值为驱油百分数。根据弛豫时间与孔隙半径的关系,可以将水驱油前后和渗吸前后核磁共振 T₂谱转换为孔隙半径,进而计算出不同类型孔隙驱替法和渗吸法实验的驱油百分数。结果(图3)表明:在对渗透率为0.06 mD岩心样品的渗吸法实验中,小孔隙的驱油百分数较高,达53.34%,大孔隙和中孔隙的驱油百分数相差不大,分别为21.42%和25.24%;而在驱替法实验中,中孔隙的驱油百分数较高,达55.04%。对渗透率为0.09 mD岩心样品的渗吸法和驱替法实验中,中孔隙的驱油百分数均较高,分别为42.40%和45.46%。对渗透率为0.2 mD岩心样品

的渗吸法实验中,中、小孔隙的驱油百分数较高,分别为48.42%和31.24%,而在驱替法实验中,大孔隙的驱油百分数较高,达43.88%。整体而言,小孔隙以渗吸作用为主,大孔隙以驱替作用为主,但由于致密油储层岩心样品的微观孔隙结构复杂,且渗吸-驱替过程中流体流动方向受微观孔喉润湿性影响,因此渗吸法与驱替法的可动流体分布没有严格的孔隙尺寸界限。分析后认为:随着渗吸-驱替过程的深入,最初渗吸作用阶段的注入水沿小孔隙进入基质系统,水驱前缘逐步由小孔隙进入与其连通的中-小孔隙并发生渗吸作用;而最初驱替作用阶段的注入水沿大孔隙进入基质系统,水驱前缘逐步过渡至与其连通的中-小孔隙,从而在大孔隙与中-小孔隙之间由于压力差发生渗吸-驱替作用。

4 结论

延长油田水磨沟区长8致密油储层渗流能力的主控因素为喉道半径。由压差-流量测试法实验结果可知,研究区裂缝性岩心样品的基质系统主要以渗吸作用为主,裂缝系统主要以驱替作用为主。利用核磁共振技术分析渗吸法与驱替法2种采油方式对研究区长8储层岩心样品的采出程度与可动流体分布的影响,结果表明:驱替法主要驱替大孔隙及较小孔隙中的原油,而残余油主要留存于小孔隙中,在大孔隙中仅有少量分布。自发渗吸实验后核磁共振 T₂谱左、右峰的幅度比原始含油饱和度条件下测得的幅度均变小,表明渗吸作用可以有效地驱替基质系统中的原油。研究区不同物性岩心样品的驱替采收率为32.30%~39.32%,渗吸采收率为9.60%~19.49%。综合考虑矿场实际,应重视渗吸作用对致密油藏采油效果的贡献。驱替法与渗吸法实验的可动流体分布的分析结果表明:小孔隙以渗吸作用为主,大孔隙以驱替作用为主。但由于致

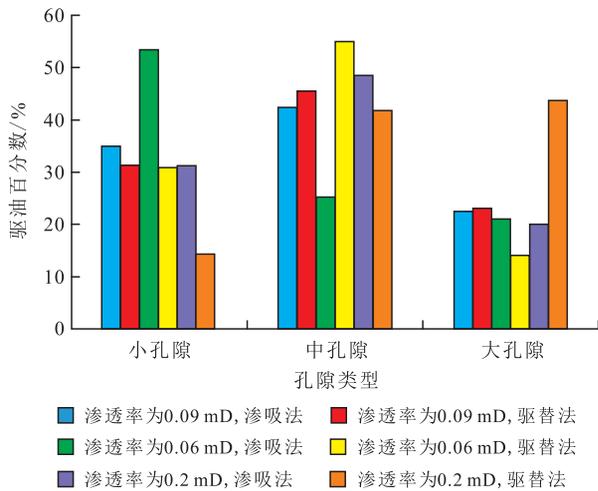


图3 延长油田水磨沟区长8储层不同渗透率岩心样品渗吸-驱替可动流体分布

Fig.3 Histogram of movable fluid distribution based on imbibition and displacement using core samples with different permeabilities in Chang8 reservoir in Shuimogou area of Yanchang Oilfield

密油储层岩心样品的微观孔隙结构复杂,且渗吸-驱替过程中流体流动方向受微观孔喉润湿性影响,因此渗吸与驱替可动流体分布没有严格的孔隙尺寸界限。

参考文献:

- [1] 杨华,李士祥,刘显阳.鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J].石油学报,2013,34(1):1-11.
YANG Hua, LI Shixiang, LIU Xianyang.Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J].Acta Petrolei Sinica,2013,34(1):1-11.
- [2] 姚泾利,邓秀芹,赵彦德,等.鄂尔多斯盆地延长组致密油特征[J].石油勘探与开发,2013,40(2):150-158.
YAO Jingli, DENG Xiuqin, ZHAO Yande, et al.Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J].Petroleum Exploration and Development,2013,40(2):150-158.
- [3] 王香增,任来义,贺永红,等.鄂尔多斯盆地致密油的定义[J].油气地质与采收率,2016,23(1):1-7.
WANG Xiangzeng, REN Laiyi, HE Yonghong, et al.Definition of tight oil in Ordos Basin[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2016,23(1):1-7.
- [4] 梁承春,郭景祥.鄂尔多斯盆地红河油田延长组长8₁小层致密油成岩作用与储层特征[J].油气地质与采收率,2017,24(1):57-63.
LIANG Chengchun, GUO Jingxiang.Diagenesis and reservoir characteristics of tight sandstones of Chang8₁ member of Yanchang Formation in Honghe oilfield, Ordos Basin[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2017,24(1):57-63.
- [5] 李爱芬,凡田友,赵琳.裂缝性油藏低渗透岩心自发渗吸实验研究[J].油气地质与采收率,2011,18(5):67-69.
LI Aifen, FAN Tianyou, ZHAO Lin.Experimental study of spontaneous imbibition in low permeability core, fractured reservoir[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2011,18(5):67-69.
- [6] 王家禄,刘玉章,陈茂谦,等.低渗透油藏裂缝动态渗吸机理实验研究[J].石油勘探与开发,2009,36(1):86-90.
WANG Jialu, LIU Yuzhang, CHEN Maoqian, et al.Experimental study on dynamic imbibition mechanism of low permeability reservoirs[J].Petroleum Exploration and Development,2009,36(1):86-90.
- [7] 蔡喜东,姚约东,刘同敬,等.低渗透裂缝性油藏渗吸过程影响因素研究[J].中国科技论文,2009,4(11):806-812.
CAI Xidong, YAO Yuedong, LIU Tongjing, et al.Study on factors influencing imbibition process in low-permeability fractured reservoir[J].Chinese Science Paper,2009,4(11):806-812.
- [8] 吴润桐,杨胜来,谢建勇,等.致密油气储层基质岩心静态渗吸实验及机理[J].油气地质与采收率,2017,24(3):98-104.
WU Runtong, YANG Shenglai, XIE Jianyong, et al.Experiment and mechanism of spontaneous imbibition of matrix core in tight oil-gas reservoirs[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2017,24(3):98-104.
- [9] 韦青,李治平,王香增,等.裂缝性致密砂岩储层渗吸机理及影响因素——以鄂尔多斯盆地吴起地区长8储层为例[J].油气地质与采收率,2016,23(4):102-107.
WEI Qing, LI Zhiping, WANG Xiangzeng, et al.Mechanism and influence factors of imbibition in fractured tight sandstone reservoir: An example from Chang8 reservoir of Wuqi area in Ordos Basin[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2016,23(4):102-107.
- [10] 周万富,王鑫,卢祥国,等.致密油储层动态渗吸采收油效果及其影响因素[J].大庆石油地质与开发,2017,36(3):148-155.
ZHOU Wanfu, WANG Xin, LU Xiangguo, et al.Effects of the dynamic imbibition recovery and its influencing factors for the tight oil reservoirs[J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,2017,36(3):148-155.
- [11] 李宪文,刘锦,郭钢,等.致密砂岩储层渗吸数学模型及应用研究[J].特种油气藏,2017,24(6):79-83.
LI Xianwen, LIU Jin, GUO Gang, et al.Mathematical model of imbibition and its application in tight sandstone reservoir[J].Special Oil & Gas Reservoirs,2017,24(6):79-83.
- [12] MANNON R, CHILINGARIAN G.Experiments on effect of water-injection rate on imbibition rate in fractured reservoirs[J].Energy Sources,1972,1(1):95-116.
- [13] CUIEC L E, BOURBIAUX B J, KALAYDJIAN F.Oil recovery by imbibition in low-permeability chalk[J].SPE Formation Evaluation,1994,9(3):200-208.
- [14] 马世忠,张宇鹏.应用压汞实验方法研究致密储层孔隙结构——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组为例[J].油气地质与采收率,2017,24(1):26-33.
MA Shizhong, ZHANG Yupeng.Study on the pore structure of tight reservoir by using method of mercury injection—A case study of the Lucaogou Formation in Jimsar sag, Junggar Basin[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2017,24(1):26-33.

编辑 邹澍滢