

温度对浅层超稠油油藏启动压力梯度及 相对渗透率曲线的影响

马波

(中国石化胜利油田分公司,山东 东营 257001)

摘要:目前大多数相对渗透率测试是在原始油藏温度下完成,代表性较差。为明确浅层超稠油油藏水驱过程中的流体流动机理,进行岩心驱替实验,对不同温度下的启动压力梯度和水驱浅层超稠油的相对渗透率曲线进行研究。结果表明启动压力梯度受温度影响较大,在浅层超稠油油藏相对渗透率曲线中,油相相对渗透率曲线和水相相对渗透率曲线差异很大,油相下降速度快,水相上升速度很慢。随温度升高,油水两相相对渗透率增大,等渗点右移,等渗点处的相对渗透率逐渐增大,束缚水饱和度增加,残余油饱和度降低。140和180℃时蒸汽驱油效率分别高于同等条件下的水驱效率10.6%和11.9%,在一定程度上说明热水驱替可改善浅层超稠油油藏的开发效果。

关键词:浅层超稠油 启动压力 相对渗透率曲线 提高采收率 温度

中图分类号:TE345

文献标识码:A

Influence of temperature on the threshold pressure gradient and relative permeability curve of shallow super heavy oil reservoir

MA Bo

(Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China)

Abstract: At present, most relative permeability curves are achieved at room temperature with inadequate representativeness. In order to know the flow mechanism during water flooding in the shallow super heavy oil reservoir, core displacement experiment was carried out to study the relative permeability curves of the water flooding in the shallow super heavy oil and threshold pressure gradient at different temperatures. The results show that the temperature has great influence on the threshold pressure gradient. The oil phase permeability curve and the water phase permeability curve are very different, and the oil phase descends rapidly and the water phase ascends slowly. With the increase of temperature, oil-water two phase relative permeability increases and the isotonic point moves to the right, and the relative permeability at the isotonic point increases gradually; the irreducible water saturation increases, and the residual oil saturation decreases. The oil displacement efficiency by steam flooding at the temperature of 140 and 180 °C is higher than that by water flooding, which are 10.6% and 11.9%, respectively. To a certain extent, it shows that the hot water flooding can increase the development efficiency of the super heavy oil reservoir.

Key words: shallow super heavy oil; threshold pressure; relative permeability curve; enhanced oil recovery; temperature

近几年由于稠油储量品位越来越差,受到成本及技术的制约,中国主要的稠油油藏仍未得到有效开发,包括深层低渗透稠油油藏、强敏感性稠油油藏、薄层稠油油藏及浅层超稠油油藏等。在浅层超稠油油藏中,地层温度低导致原油粘度大(通常大

于 10×10^4 mPa·s)。随着油气田开采技术的日趋成熟,浅层超稠油作为一种非常规资源,开采成本甚至低于致密页岩油,具有非常高的开采价值,尤其是在国际油价较为低迷的环境下,浅层超稠油的有效开采具有明显的成本优势^[1]。近年来发现大量浅

收稿日期:2018-02-26。

作者简介:马波(1970—),男,山东昌邑人,高级工程师,从事稠油科技管理与新技术研究。联系电话:(0546)8556960, E-mail:mabo.slyt@sinopec.com。

层超稠油,为开展浅层超稠油形成机理研究提供了前提条件^[2-4]。

稠油油藏虽普遍具有较高的渗透率,但由于其原油粘度大,水驱困难且极易形成水窜,降低了该类油藏的开采效果。为解决稠油油藏的开采问题,提出热采工艺,其中注热水是一种较为经济且效果显著的措施^[5-9]。近年来注蒸汽技术也得到了较好发展,气体-泡沫辅助蒸汽驱等化学方法^[10-12]能起到较好的封堵作用,驱油剂辅助蒸汽驱通过改变润湿性可有效提高油藏采收率。工艺方面,针对多轮次蒸汽吞吐过程中产生的气窜现象,通过乳化降粘和逐级防窜相结合^[13],可大大减少气窜的发生。此外,水平井钻井技术^[14-16]应用于稠油热采也取得了较好的效果。在注热水驱替过程中,掌握油水流动规律及渗流特征显得尤为重要,而启动压力梯度和相对渗透率曲线可以在很大程度上加深对该过程的了解。通过非稳态方法^[17-23],研究热水驱油过程的油水相对渗透率曲线,对更好地开发稠油及超稠油油藏具有十分重要的意义。

1 实验材料与方法

1.1 实验样品

岩心取自胜利油区哈浅区块,渗透率为560 mD,孔隙度为14.18%,长度为4.85 cm。实验用油来自哈浅区块超稠油(油藏温度下),密度为0.965 6 g/cm³;实验用水取自胜利油区地层产出水,水型为碳酸氢钠型,总矿化度为4 214 mg/L,主要离子Cl⁻和SO₄²⁻的质量浓度分别为1 683和216 mg/L。

1.2 实验装置

执行行业标准SY/T 5345—2007^[19],在短岩心夹持器中对启动压力及油水相对渗透率进行测试。测试装置主要由岩心部分、饱和岩心部分、注入部分和采出部分等组成(图1),渗流实验在KDHV-III

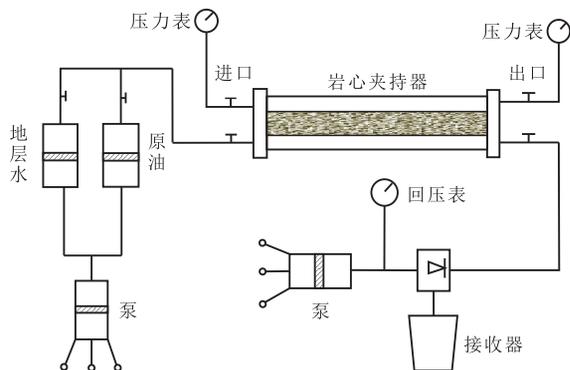


图1 岩心驱替实验流程

Fig.1 Schematic of experimental process of core displacement

型恒温箱中完成。超稠油的粘温曲线由美国 Brookfield 公司生产的 DV-III+ 可编程控制式数字流变仪测量得到。

1.3 实验方法及步骤

1.3.1 启动压力测定

不同温度下的启动压力梯度测定的实验步骤包括:①在实验温度为27℃条件下,以0.005 mL/min的速度注入脱气原油,饱和岩心使其充满脱气原油。②关闭注入泵,卸掉岩心上游压力,恒温状态下老化1 d。③以0.001 mL/min的速度注入脱气原油,待岩心出口端有原油流出后,关闭注入泵,观察入口端压力表读数,待压力稳定后记录,此压力为最小启动压力,再计算得到最小启动压力梯度。④依次增大注入泵的注入速度(具体速度视入口压力而定),每改变一次注入速度,均需等待岩心两端压力稳定后记录压力差和流量。⑤绘制启动压力梯度与流速的关系曲线。⑥依次改变实验温度为60, 100, 140和180℃,重复实验步骤③—⑤。

1.3.2 相对渗透率曲线测定

相对渗透率曲线测定的实验步骤包括:①对所选常规小岩柱进行编号,用热塑管热塑封装(或聚四氟乙烯薄膜缠绕包裹)以保持岩心的完整性。②将组装好的岩心夹持器放入烘箱中,按照实验设计方案连接管线和流程,适当加载围压。③清洗、抽真空,先用石油醚清洗岩心,然后用氮气驱替干燥岩心,并测试岩心的气相绝对渗透率,之后用真空泵抽真空使真空度达到-0.1 MPa。④在实验温度为27, 60, 100, 140和180℃的条件下,依次建立相应的束缚水饱和度,并测定该束缚水饱和度下的油相相对渗透率。⑤在实验温度为27, 60, 100, 140和180℃的条件下,依次向岩心中注入脱气原油并测定烃孔隙体积,同时将饱和油后的岩心在岩心夹持器中放置3 d以上,进行老化以调整岩心的润湿性。⑥在实验设置温度为27, 60, 100, 140和180℃的条件下,以0.1 mL/min的注入速度,进行岩心驱替实验,实验过程中记录注入压差和流速,同时记录实验时间、注入泵的注入压力、岩心入口端压力、岩心出口端压力、系统环压、累积产油量、采出程度及含水率。驱替至25 PV以上不再产油时,停止驱替,记算水驱油效率和含水率。⑦进行注蒸汽驱油模拟实验,在实验温度为140和180℃条件下,将蒸汽发生器产生的蒸汽通过恒压方式注入岩心中,实验过程记录注入压差和流速,同时记录实验时间、泵的注入压力、岩心入口端压力、岩心出口端压力、系统环压、累积产油量、采出程度及含水率。驱替至

25 PV 以上不再产油时, 停止驱替, 计算蒸汽驱油效率和含水率。

2 实验结果与分析

2.1 超稠油组分

稠油是一种组成与结构非常复杂的多组分有机混合物, 其组成通常被描述为四组分, 包括饱和烃、芳香烃、胶质(非烃)、沥青质。即使产自同一区块或油藏的超稠油, 在储层垂向以及平面上的性质仍有很大的差别。因此, 掌握超稠油中各组分的含量及比例, 是研究超稠油渗流规律的基础。

从实验用油的组分测定结果(表1)可以看出, 4次实验所得总组分质量分数均小于100%, 其原因是: ①超稠油中含有一定量不溶于甲苯的物质; ②胶质(或胶质和沥青质)不能完全脱附。经测定, 本次所选原油中饱和烃、芳香烃、胶质和沥青质的质量分数分别为7.59%, 27.99%, 24.10%和36.78%。油样中沥青质的质量分数非常高, 对稠油粘度会有很大影响。

表1 超稠油组分分布
Table1 Distribution of super heavy oil components %

实验	饱和烃	芳香烃	胶质	沥青质	总质量分数
1	7.28	26.99	24.68	37.36	96.31
2	7.49	28.34	23.84	37.12	96.79
3	7.34	28.53	24.12	36.78	96.77
4	8.27	28.09	23.74	35.84	95.94
平均	7.59	27.99	24.10	36.78	96.45

2.2 粘温曲线

由原油的粘温曲线(图2)可以看出, 实验用油在常温下粘度很大, 基本没有流动能力, 但是对温度具有较强的敏感性, 随着温度的增加, 其粘度大幅下降。在60℃左右时, 原油粘度大幅下降。

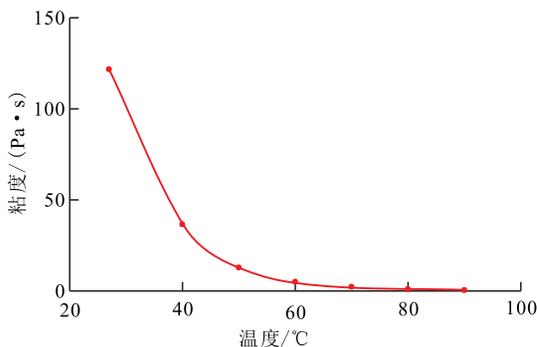


图2 原油粘温曲线

Fig.2 Viscosity-temperature curve of crude oil

2.3 启动压力梯度

由不同温度下的流速-压力梯度关系(图3)可

知: ①对于同一岩心, 随着温度降低, 曲线向右下方偏移, 非线性渗流段变长。这主要是由于温度降低, 原油的粘度升高, 不流动边界层变厚, 使得能够流动的孔隙变小。若要小孔隙中的流体全部参与流动, 则需要增大渗流压力梯度, 因此曲线右移。②随着压力梯度增大, 渗流速度先缓慢增加, 曲线凹向压力梯度轴, 流动极其缓慢, 远小于达西渗流; 之后, 渗流速度增幅加大, 逐渐向线性关系过渡, 曲线倾角也逐渐增大。③对于同一岩心, 随温度的升高, 原油粘度降低, 压力梯度非线性段缩短, 最终趋向于达西渗流。

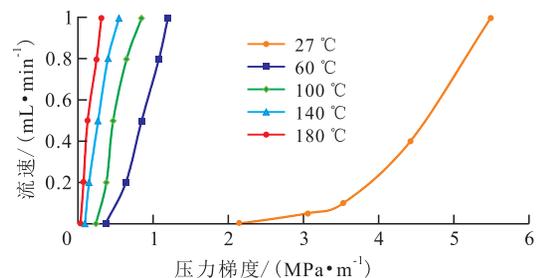


图3 不同温度下的流速-压力梯度关系

Fig.3 Curve of flow velocity-pressure gradient at different temperatures

大量的实验统计结果表明, 渗流过程可描述为: ①两段式, 即幂律流和线性流, 但是数学描述困难较大。②不带启动压力梯度的线性规律, 该方法处理简单, 但是偏差较大。③带启动压力梯度的线性规律, 但无法反映大孔道中的渗流。④整条曲线都用幂指数方程进行回归^[24], 对于超稠油油藏, 目前较多使用该方法进行回归。

流度越小, 启动压力梯度越大(图4)。当储层渗流通道变小, 固体表面对边界渗流层流体的作用力变大, 流体渗流所需要克服的阻力增大, 稠油粘度越大, 流体渗流所需要克服的阻力也越大。同时, 采用幂指数方程反映实验用油的渗流特征比较可靠。

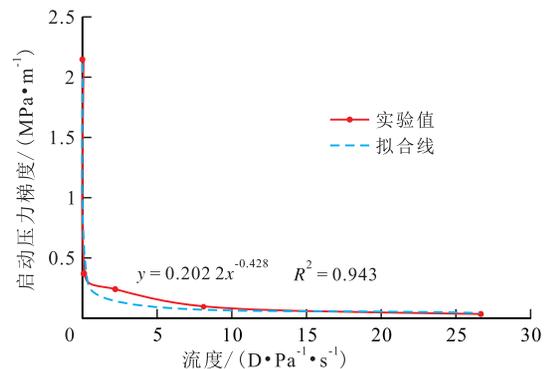


图4 不同温度下启动压力梯度随流度的变化

Fig.4 Variation of threshold pressure gradient with mobility at different temperatures

2.4 相对渗透率曲线特征

按照行业标准SY/T 5345—2007^[19]对常温常压条件下的油水相对渗透率进行测试。由结果(表2)可见,随温度升高,所测岩样的束缚水饱和度逐渐增加,主要有2方面原因:①温度升高导致岩石骨架及岩石颗粒膨胀,会堵塞较小的流动通道,使得岩石孔喉尺寸逐级缩减。②温度升高导致油相流动性增加,从而使原来吸附在岩石表面的原油逐渐解吸,水分子的聚集使得岩石表面的润湿性逐渐向亲水性转变^[25-29],水油界面张力降低,小孔中充满水,其中的油被驱替出来,导致束缚水饱和度增加,残余油饱和度降低,两相共渗区逐渐减小。

表2 岩样相对渗透率曲线特征值统计
Table2 Statistics of characteristic value of relative permeability curve of rock samples

温度/℃	束缚水饱和度/%	残余油饱和度/%	残余油饱和度下的水相相对渗透率	等渗点处含水饱和度/%
27	25	37	0.05	59.5
60	31	33	0.074	62.5
100	34.7	31	0.081	65.0
140	36.2	30	0.135	65.3
180	38.5	28.5	0.164	67.5
140(蒸汽)	39	28	0.152	66.3
180(蒸汽)	41.5	26	0.195	69.0

油水相对渗透率曲线(图5)的特征为:油相相对渗透率曲线较陡、下降速度快,水相相对渗透率上升缓慢,呈现“抬不起头”的状况,这主要是由于实验用油及用水的流度比较大,从而造成较大的流动阻力,使得水相相对渗透率曲线增幅平缓,而油相相对渗透率曲线降幅很快。

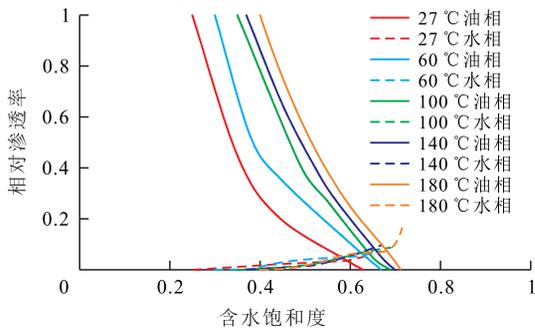


图5 油水相对渗透率曲线

Fig.5 Relative permeability curve of oil and water

从水驱和蒸汽驱相对渗透率曲线对比(图6)可见,同一温度下的蒸汽驱相对渗透率曲线均高于水驱相对渗透率曲线,两相共渗区更宽,表明蒸汽驱比水驱具有更好的流动性,同时部分蒸汽具有冷凝作用,产生大量热量,将部分附着在岩石深部孔道中的油滴驱替出来,效果较水驱更好。

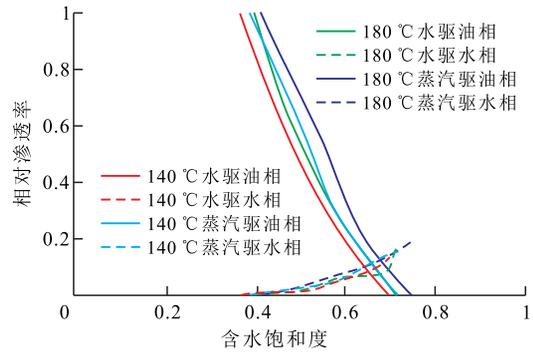


图6 水驱和蒸汽驱相对渗透率曲线对比

Fig.6 Comparison of relative permeability curves of water flooding and steam flooding

由驱油效率对比(图7)可见,27 °C时的驱油效率最小;随温度增加,60 °C时的驱油效率比27 °C时的驱油效率有了较大幅度的提升;当温度继续升高时,驱油效率的增幅逐渐减小,这是由60 °C前后原油流动性差异较大造成的,从粘温曲线可以看出,在未到达60 °C时,原油粘度较大,而大于60 °C后,原油粘度大幅降低,且变化幅度减小,从而使得温度对驱油效率增加的影响减小。蒸汽驱与水驱相比,其残余油饱和度较小,等渗点饱和度更大,残余油下的水相相对渗透率也更高。从图7还可以看出,140和180 °C时的蒸汽驱油效率分别高于同等条件下的水驱效率10.6%和11.9%,这主要是由于同等条件下,蒸汽的流动能力较水相的流动能力大,从而造成了更加有利的流度比,使得原油的流动能力增强,提高了采收率。

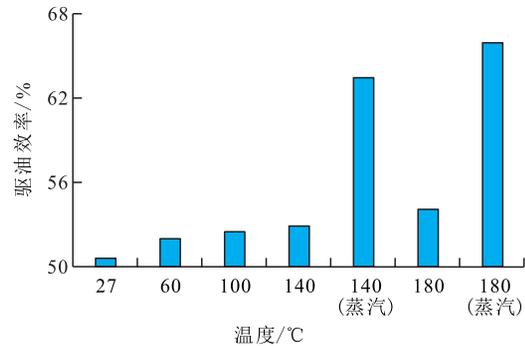


图7 驱油效率对比

Fig.7 Comparison of oil displacement efficiency

3 结论

实验用油在低温段粘度很大;温度升高后,粘度急剧下降;当温度达到一定值后,温度的变化对粘度的影响不再显著。超稠油具有更高的启动压力梯度,且对温度变化较为敏感,温度越低,不流动边界层越厚,曲线越向右下方偏移,非线性渗流段

也越长。

在浅层超稠油油藏相对渗透率曲线中,油相相对渗透率曲线和水相相对渗透率曲线差异大,油相下降速度快,水相上升速度很慢。随温度升高,油水两相相对渗透率增大,等渗点右移,等渗点处的相对渗透率逐渐增大,束缚水饱和度增加,残余油饱和度降低,驱油效率依次增加。与水驱油相比,蒸汽驱具有更好的流动性,其相对渗透率更低,残余油饱和度更小,等渗点饱和度更高,驱替效率更大。

参考文献:

- [1] 吴兆徽,吴颖昊,郭金辉,等.极浅层稠油油藏油砂特征及潜力评价[J].地质与资源,2016,25(3):281-286.
WU Zhaohui, WU Yinghao, GUO Jinhui, et al. Features and assessment of oil sand in shallow heavy oil reservoirs [J]. *Geology and Resources*, 2016, 25(3): 281-286.
- [2] 陈建平,王兴谋,高长海,等.东营凹陷林樊家地区稠油特征及成因机制[J].特种油气藏,2016,23(5):8-11.
CHEN Jianping, WANG Xingmou, GAO Changhai, et al. Heavy-oil properties and genetic mechanisms in Linfanjia of Dongying Depression [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2016, 23(5): 8-11.
- [3] 王兴谋,张云银,张明振,等.关于济阳拗陷浅层气藏与稠油油藏联合勘探的思考[J].油气地质与采收率,2014,21(5):14-17.
WANG Xingmou, ZHANG Yunyin, ZHANG Mingzhen, et al. An approach of exploring shallow gas and heavy oil in Jiyang depression based on their paragenetic relationship [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(5): 14-17.
- [4] 林军章,冯云,谭晓明,等.生物成因稠油与伴生气形成过程模拟研究——以林樊家地区浅层气和稠油为例[J].油气地质与采收率,2017,24(2):85-89.
LIN Junzhang, FENG Yun, TAN Xiaoming, et al. A simulation experiment of formation of biodegraded heavy oil and associated gas: A case of shallow gas and heavy oil in Linfanjia area [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(2): 85-89.
- [5] 姚凯,张同义,李晓益,等.稠油热采注汽装置和稠油热采方法[P].北京:CN105626021A,2016-06-01.
YAO Kai, ZHANG Tongyi, LI Xiaoyi, et al. Steam injection device and method for thermal recovery in heavy oil [P]. Beijing: CN105626021A, 2016-06-01.
- [6] 赵修太,付敏杰,王增宝,等.稠油热采调堵体系研究进展综述[J].特种油气藏,2013,20(4):1-4.
ZHAO Xiutai, FU Minjie, WANG Zengbao, et al. Research overview of profile control and water shut-off agents for heavy oil thermal recovery [J]. *Special Oil & Gas Reservoir*, 2013, 20(4): 1-4.
- [7] 王大为,周耐强,牟凯.稠油热采技术现状及发展趋势[J].西部探矿工程,2008,(12):129-131.
WANG Dawei, ZHOU Naiqiang, MOU Kai. Present state and future trend of heavy oil thermal recovery technique [J]. *West-Chinese Exploration Engineering*, 2008, (12): 129-131.
- [8] 吴正彬,刘慧卿,庞占喜,等.稠油油藏气体-泡沫辅助注蒸汽实验与数值模拟[J].石油钻采工艺,2016,38(6):852-858.
WU Zhengbin, LIU Huiqing, PANG Zhanxi, et al. Numerical simulation and tests of gas-foam assisted steam-flooding for heavy oil development [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2016, 38(6): 852-858.
- [9] 李德儒,庞占喜.热力泡沫改善稠油油藏蒸汽驱开发效果[J].特种油气藏,2016,23(5):89-92.
LI Deru, PANG Zhanxi. Application of thermal foam to improve the steam-flooding performance in heavy-oil reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2016, 23(5): 89-92.
- [10] 吴永超,徐婷,林长志.低渗稠油油藏热化学复合驱油体系实验[J].大庆石油地质与开发,2017,36(2):107-110.
WU Yongchao, XU Ting, LIN Changzhi. Experiment on the thermochemical complex flooding system for low-permeability heavy oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2017, 36(2): 107-110.
- [11] 孙建芳,刘东,李丽,等.孤岛油田驱油剂辅助蒸汽驱对稠油性质的影响[J].油气地质与采收率,2014,21(3):55-57.
SUN Jianfang, LIU Dong, LI Li, et al. Study on interaction of displacement agent assisted steam flooding for Gudao viscous crude oil [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(3): 55-57.
- [12] 王增林,张民,杨勇,等.稠油热化学驱过程中影响因素及其交互作用对采收率的影响[J].油气地质与采收率,2017,24(1):64-68.
WANG Zenglin, ZHANG Min, YANG Yong, et al. Effect of influencing factors and their interaction on thermo-chemical recovery of heavy oil [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(1): 64-68.
- [13] 张丁涌.稠油蒸汽吞吐逐级深部封窜及乳化降黏复合技术[J].石油钻采工艺,2017,39(3):382-387.
ZHANG Dingyong. A composite technology of in-depth stepwise channeling blocking and emulsifying viscosity reduction for heavy-oil steam huff and puff [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2017, 39(3): 382-387.
- [14] 陈绍云,李瑗辉,李瑞营,等.大庆油田葡浅12区块浅层稠油水平井钻井技术[J].石油钻探技术,2015,43(1):126-130.
CHEN Shaoyun, LI Aihui, LI Ruiying, et al. Horizontal well drilling technology in shallow heavy oil recovery in Block Puqian12 of the Daqing Oilfield [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2015, 43(1): 126-130.
- [15] 黄亮,石军太,李彦尊,等.稠油油藏热采水平井均衡采油新方法[J].油气地质与采收率,2016,23(2):115-120.
HUANG Liang, SHI Juntao, LI Yanzun, et al. A novel method for balanced production of horizontal wells for thermal recovery in heavy oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(2): 115-120.
- [16] 孙璐,刘月田,陈民锋,等.低渗透普通稠油油藏水平井极限动用半径——以叙利亚Oudeh油田为例[J].油气地质与采收率,2016,23(3):89-94.
SUN Lu, LIU Yuetian, CHEN Minfeng, et al. Limit drainage radi-

- us of horizontal well in low-permeability common heavy oil reservoir: A case of Oudeh oilfield, Syria [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(3): 89-94.
- [17] HONARPOUR M, KOEDERITZ L, HARVEY A H. Relative permeability of petroleum reservoir [M]. Boca Raton: CRC Press, 1986.
- [18] BRYANT S, BLUNT M. Prediction of relative permeability in simple porous media [J]. *Physical Review A*, 1992, 46(4): 2 004-2011.
- [19] 张祖波, 罗曼莉, 洪颖, 等. 岩石中两相相对渗透率测定方法: SY/T 5345—2007[S]. 北京: 石油工业出版社, 2007.
- ZHANG Zubo, LUO Manli, HONG Ying, et al. Test method for two phase relative permeability in rock: SY/T 5345—2007[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.
- [20] 阳晓燕, 杨胜来, 李秀峦, 等. 非稳态法测定稠油油藏相对渗透率实验研究[J]. *断块油气田*, 2010, 17(6): 745-747.
- YANG Xiaoyan, YANG Shenglai, LI Xiuluan, et al. Experimental study on determining relative permeability of heavy oil reservoir with nonsteady state method [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2010, 17(6): 745-747.
- [21] 张星星, 杜竞, 白磊, 等. 非稳态法优化校正油水相对渗透率曲线的新方法[J]. *断块油气田*, 2016, 23(2): 185-188.
- ZHANG Xingxing, DU Jing, BAI Lei, et al. New calibration method for oil-water relative permeability curves based on unsteady state method [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2016, 23(2): 185-188.
- [22] 高文君, 姚江荣, 公学成, 等. 水驱油田油水相对渗透率曲线研究[J]. *新疆石油地质*, 2014, 35(5): 552-557.
- GAO Wenjun, YAO Jiangrong, GONG Xuecheng, et al. Study on oil-water relative permeability curves in water flooding oilfields [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2014, 35(5): 552-557.
- [23] 吕成远. 油藏条件下油水相对渗透率实验研究[J]. *石油勘探与开发*, 2003, 30(4): 102-104.
- LÜ Chengyuan. Experimental study on oil-water relative permeability under natural reservoir conditions [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2003, 30(4): 102-104.
- [24] 孙建芳. 稠油渗流模式研究及应用[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2012.
- SUN Jianfang. Research and application on the heavy oil flow mode [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2012.
- [25] 阳晓燕, 杨胜来, 李秀峦. 稠油相对渗透率曲线影响因素分析[J]. *断块油气田*, 2011, 18(6): 758-760.
- YANG Xiaoyan, YANG Shenglai, LI Xiuluan. Affecting factors of relative permeability curve in heavy oil reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2011, 18(6): 758-760.
- [26] 姜维东, 任艳滨, 张运来, 等. 稠油油田油水相对渗透率和水驱油效率研究[J]. *大庆石油地质与开发*, 2008, 27(4): 50-53.
- JIANG Weidong, REN Yanbin, ZHANG Yunlai, et al. Study on oil and water relative permeability and water flooding efficiency in heavy oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2008, 27(4): 50-53.
- [27] 何建民. 油水相对渗透率曲线异常影响因素探讨[J]. *油气地质与采收率*, 2009, 6(2): 74-76, 80.
- HE Jianmin. Influencing factors of abnormal oil/water relative permeability curve [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2009, 16(2): 74-76, 80.
- [28] 周光辉, 王建设. 温度影响油水相对渗透率的机理[J]. *石油学报*, 1992, 13(3): 62-70.
- ZHOU Guanghui, WANG Jianshe. The mechanism of temperature effects on oil/water relative permeability [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1992, 13(3): 62-70.
- [29] OWENS W W, ARCHER D L. The effect of rock wettability on oil-water relative permeability relationships [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1970, 23(7): 873-878.

编辑 刘北羿