

温度对稠油油藏油水相对渗透率 影响规律的实验研究

秦亚东¹,吴永彬²,刘鹏程^{1*},赵法军³,袁哲¹,刘玲玲⁴

(1.中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083; 2.中国石油勘探开发研究院,北京 100083; 3.东北石油大学提高采收率教育部重点实验室,黑龙江大庆 163318; 4.中国石化胜利油田分公司技术检测中心,山东东营 257000)

摘要:为研究温度对稠油油藏油水相对渗透率的影响规律,选用委内瑞拉某区块稠油,配制实际油藏条件下的含气原油,基于一维岩心流动模拟实验,在考虑油藏条件下,采用非稳态法测定不同温度下的油水相对渗透率曲线。研究结果表明,稠油油相相对渗透率较大,水相相对渗透率极小,油水两相渗流能力极不平衡;随着温度的升高,束缚水饱和度呈线性增加,残余油饱和度呈非线性减小,等渗点对应的含水饱和度呈幂指数增加,相对渗透率曲线整体右移,两相共渗区域扩大,油水两相相对渗透率均增大,水相上升幅度小于油相。

关键词:相对渗透率 温度 稠油油藏 束缚水饱和度 残余油饱和度

中图分类号:TE311

文献标识码:A

Experimental study on effect of temperature on oil-water relative permeability in heavy oil reservoir

QIN Yadong¹, WU Yongbin², LIU Pengcheng¹, ZHAO Fajun³, YUAN Zhe¹, LIU Lingling⁴

(1.School of Energy Resources, China University of Geosciences(Beijing), Beijing City, 100083, China; 2.PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China; 3.Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Daqing City, Heilongjiang Province, 163318, China; 4.Technology Inspection Center, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China)

Abstract: In order to research the effect of temperature on oil-water relative permeability in the heavy oil reservoir, the heavy oil from a block in Venezuela was prepared as gas-bearing oil under simulated reservoir conditions. Oil-water relative permeability curves at different temperatures were determined through the unsteady-state method based on one-dimensional core flow simulation experiment. Research results show that the relative permeability of the heavy oil for the oil-phase is high and very low for the water-phase, and the flow capacity between oil and water is extremely imbalanced. Along with the rise of temperature, the irreducible water saturation increases linearly and the residual oil saturation decreases non-linearly, while the saturation corresponding to the equal-permeability point increases exponentially. The overall relative permeability curve shifts to right with increasing temperature. Furthermore, the imbibition area is enlarged and the oil and water relative permeability increases, but the rising amplitude of water was less than that of oil.

Key words: relative permeability; temperature; heavy oil reservoir; irreducible water saturation; residual oil saturation

油水相对渗透率曲线对油田生产、产能和含水率预测起着至关重要的作用^[1]。稠油的开发主要采

收稿日期:2018-03-05。

作者简介:秦亚东(1994—),男,福建厦门人,在读硕士研究生,从事稠油油藏开发物理模拟实验和理论研究。联系电话:13716873037, E-mail:702238173@qq.com。

*通讯作者:刘鹏程(1969—),男,山东成武人,教授,博导。联系电话:(010)82322754, E-mail:lpc@cugb.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目“多介质助剂与蒸汽协同作用开发稠油油藏机理与实验研究”(51774256),国家科技重大专项“改善SAGD开发效果技术研究与应”(2016ZX05012-002),中央高校基本科研业务费优秀导师项目“超稠油微观渗流规律物理模拟研究”(2-9-2017-311)。

用热力开采^[2-4],对温度十分敏感,所以研究不同温度下稠油油藏油水相对渗透率的变化规律十分重要。同时,油水相对渗透率曲线是数值模拟最重要的参数之一^[5]。目前对稠油相对渗透率曲线的研究大多基于脱气原油和蒸馏水,没有考虑实际油藏的压力、温度、溶解气油比和地层水矿化度的影响,研究结果不尽相同,且对现场应用相对有一定偏差,始终没有统一定论。不少学者认为,不论温度是升高还是降低,束缚水饱和度、残余油饱和度、相对渗透率和相对渗透率曲线其中的一项或者多项都会随着温度的变化而变化^[6-15]。其中,阳晓燕等通过室内一维物理模拟实验,研究相同粘度不同温度以及相同温度不同粘度条件下油水相对渗透率曲线的变化情况,认为温度对相对渗透率曲线的影响较大^[8]。李兆敏等研究了油砂沥青相对渗透率与温度的关系,认为温度对相对渗透率有较大影响^[12]。另外一些学者认为,相对渗透率曲线随温度变化的本质是温度改变了岩石结构和性质或者水油粘度比,与温度没有直接关系^[16-18]。其中,杨龙等采用3个地区的原油进行不同温度下的水驱油实验,认为只要岩石的润湿性没有大的转变,温度对残余油饱和度基本没有影响^[18]。为此,针对没有考虑油藏条件下的地层水以及含气原油的问题,选用委内瑞拉某区块稠油,配制实际油藏条件下的油样,考虑油藏压力,采用非稳态法,测定45,100,150和200℃条件下的油水相对渗透率,分析温度对其影响规律,以得到对实际油藏开发有意义的结论,以及温度对油水相对渗透率影响的正确认知。

1 实验器材与方法

1.1 实验装置及材料

实验装置 实验装置主要由注入系统、物理模型系统、温压控制系统和出口油水计量系统四部分组成(图1)。注入系统包括ISCO泵、工作液和中间

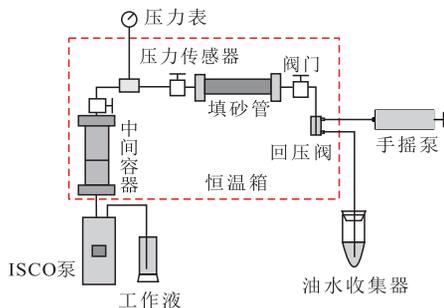


图1 稠油相对渗透率实验装置

Fig.1 Experimental flow diagram of heavy oil relative permeability measurement

容器;物理模型系统主要是填砂管模型;温压控制系统包括压力传感器、压力表、回压阀、手摇泵和恒温箱;出口油水计量系统主要是油水收集器。

实验材料 实验用砂为60~70目,填砂管采用直径为2.5 cm、长度为30 cm的钢管,采用干装法填砂,共4支,物性参数如表1所示。

表1 填砂管模型物性参数
Table1 Physical parameters of sand-packed model

编号	空气渗透率/mD	孔隙度/%
1	5 560.00	47.69
2	4 139.54	43.21
3	4 972.33	43.86
4	5 096.09	45.45

实验用水为根据委内瑞拉某区块地层水配制的模拟地层水,总矿化度为11 582.6 mg/L,阳离子Na⁺,Ca²⁺,Mg²⁺,Ba²⁺,Fe²⁺的质量浓度分别为3 967.2,76,29.2,2和0.2 mg/L,阴离子Cl⁻,SO₄²⁻,CO₃²⁻,HCO₃⁻,OH⁻的质量浓度分别为4 710,16,0,2 782和0 mg/L。

稠油样品选自委内瑞拉某区块稠油,其脱气原油粘度与温度的关系曲线(图2)表明:当温度较低时,脱气原油粘度对温度十分敏感,30℃时粘度达673 650.1 mPa·s,45℃(油藏温度)粘度降至63 077.19 mPa·s,温度虽仅升高了15℃,粘度却降低了一个数量级。当温度大于90℃后,粘度降幅明显变缓,90℃时粘度为1 424.9 mPa·s,140℃时粘度为122 mPa·s,温度升高50℃,粘度仅降低一个数量级,说明当温度较高时,原油粘度对温度的敏感性随温度升高逐渐降低。

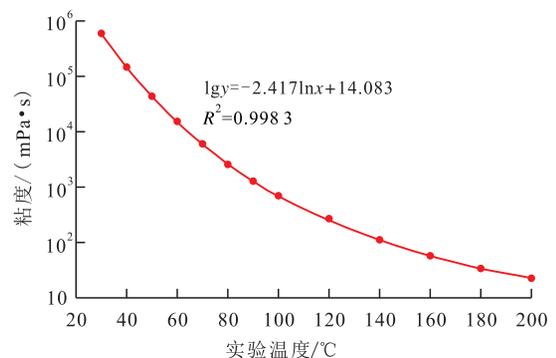


图2 脱气原油粘度与温度的关系

Fig.2 Viscosity-temperature curve of the outgassed heavy oil

实验用油是用委内瑞拉某区块稠油在恒温(45℃)和恒压(4.2 MPa)条件下配制的、溶解气油比为8.9 m³/m³的原油。配制后的油样含有溶解气,其粘度与脱气原油相比发生了变化,根据前人总结的两者经验关系式来计算其粘度。BEGGS等提出的

含气原油粘度与脱气原油粘度的关系式^[19],仅适用于计算油藏条件下含溶解气原油的粘度,并没有考虑脱气原油的密度会随温度变化。为此,笔者采用杨胜来等建立的经验关系式^[20],即

$$\mu_o = A\mu_{od}^B \quad (1)$$

其中

$$A = 4.4044(\rho_{osc}R_{so} + 17.7935)^{-0.515} \quad (2)$$

$$B = 3.0352(\rho_{osc}R_{so} + 26.6904)^{-0.338} \quad (3)$$

式中: μ_o 为含气原油粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; μ_{od} 为脱气原油粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; ρ_{osc} 为地面脱气原油密度, g/cm^3 ; R_{so} 为溶解气油比, m^3/t 。

根据式(1),计算得到委内瑞拉某区块稠油在 45, 100, 150 和 200 $^{\circ}\text{C}$ 时的粘度分别为 19 799.95, 358.02, 44.96 和 16.09 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

1.2 实验方法

采用非稳态法,参照 SY/T 6315—2017^[21]测定稠油油藏油水相对渗透率。具体实验步骤为:①填砂管模型抽真空。填砂管装填完毕后测定空气渗透率,满足实验要求后,连续抽真空 2 h。②测量孔隙体积和计算孔隙度。将填砂管饱和模拟地层水,得到有效孔隙体积。③建立束缚水饱和度。将配制好的油样装入中间容器,并连接填砂管模型和 ISCO 泵, 45 $^{\circ}\text{C}$ 时以 0.1 mL/min 流速饱和油, 100, 150 和 200 $^{\circ}\text{C}$ 时以 2 mL/min 流速饱和油,直至出油体积为出水体积的 2~3 倍,当模型两端压差平稳时则停止油的注入,将填砂管模型置于恒温箱中恒温 24 h,建立束缚水饱和度。④恒速法水驱油。连接好实验装置后,进行水驱油实验, 45 $^{\circ}\text{C}$ 时水驱流速为 0.1 mL/min , 100, 150 和 200 $^{\circ}\text{C}$ 时水驱流速为 2 mL/min 。记录时间、压差、累积产油量和累积产水量等实验数据。当含水率达到 99.5%、注入模拟地层水 30 PV,且填砂管模型两端压差基本稳定时,实验结束。饱和油过程和水驱油过程全程保持回压为 4.2 MPa。

2 实验结果及分析

2.1 温度对束缚水饱和度和残余油饱和度的影响

由图3可以看出,束缚水饱和度呈线性增加,从 45 $^{\circ}\text{C}$ 的 31.34% 增加到 200 $^{\circ}\text{C}$ 的 39.31%,每升高 50 $^{\circ}\text{C}$ 平均增幅为 2.66%。当温度较低时,原油粘度高,活塞式驱替粘度很小的水相,使得束缚水饱和度较低。随着温度的升高,岩石颗粒膨胀,小孔和微孔变得更小,大、小孔隙之间的喉道被堵塞,使得

饱和进去的水相不容易被驱替出来;而且原油粘度大幅度降低,油水粘度比下降,油水流量比增加,作为驱替相的油相流动能力增强,导致束缚水饱和度增大;原油中含有胶质和沥青质等大量极性物质,吸附在孔隙表面形成胶体层,随着温度升高,极性分子脱附,胶体层厚度变薄,吸附的水分子量越来越大,水膜变厚,也使束缚水饱和度增大。

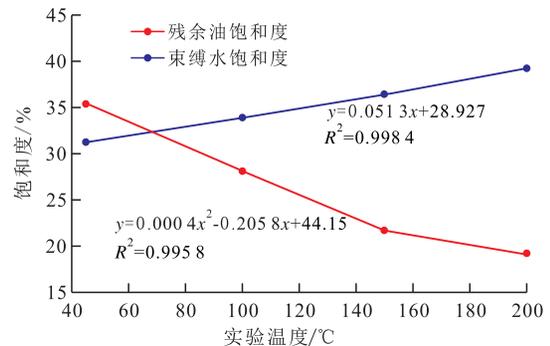


图3 束缚水饱和度和残余油饱和度与实验温度的关系
Fig.3 Relationship between irreducible water saturation, residual oil saturation and experimental temperature

由图3亦可看出,残余油饱和度随温度的升高呈非线性减小,最大残余油饱和度为 35.53%,最小为 19.1%,整个曲线呈二次函数形式。这是因为:当温度较低时,驱替过程中粘性指进现象明显,水相突破后含水率快速上升,油滴困于各孔隙中无法被驱替出来,最终残余油饱和度较高;随着温度升高,原油粘度大幅度降低,油水粘度比下降,水油流量比减小,水相波及区域增加,粘性指进现象得以改善,更多的油被驱替出来。残余油饱和度降幅随温度的升高而减小,这是因为,温度升高,原油粘度降幅逐渐减小,从而使得油水粘度比降幅也逐渐减小,油水流动能力增强的程度就随之减小,产出油量增多但增加量减小。

2.2 温度对等渗点含水饱和度的影响

等渗点和残余油对应的含水饱和度与实验温度的关系(图4)表明,随着温度升高,等渗点对应的含水饱和度呈幂指数增加,残余油对应的含水饱和度与温度呈二次函数关系。随着温度升高,等渗点对应的含水饱和度增幅逐渐减小,与残余油对应的含水饱和度的差值逐渐增大, 45 $^{\circ}\text{C}$ 时,等渗点含水饱和度为 64.45%,与残余油对应的含水饱和度相差仅 0.02%,两点几乎重合, 200 $^{\circ}\text{C}$ 时等渗点对应的含水饱和度为 75.20%,与残余油对应的含水饱和度的差值达到了最大值,为 5.70%。这是因为,温度升高,原油粘度降低,油相流动能力增强,油水粘度比减小,对水相流动的阻碍减小,引起水相相对渗透

率的增大,油水两相相对渗透率曲线右移,故等渗点也向右移动,从而等渗点对应的含水饱和度增大;但由于温度升高,水分子越来越活跃,吸附在孔隙表面的水膜增厚幅度变小,同时受孔隙尺寸的限制,不能无限增厚,而且油相渗透率增幅比水相大,最终导致等渗点对应的含水饱和度的增幅变小。据此,笔者认为,当温度升高到一定程度时,等渗点对应的含水饱和度将增至最大值后逐渐减小,即等渗点先右移后左移,这是由于吸附作用被高温破坏,水分子脱附以及岩石颗粒和水分子受热膨胀的综合作用所致。

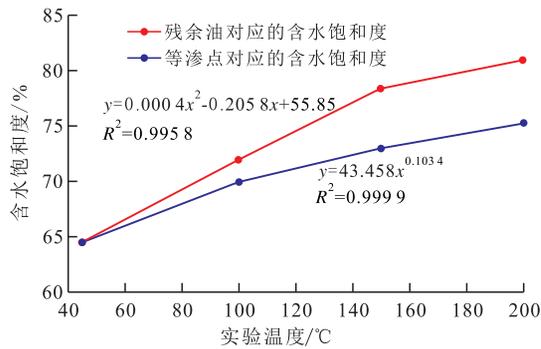


图4 等渗点和残余油对应的含水饱和度与实验温度的关系

Fig.4 Relationship between experimental temperature and saturations respectively corresponding to the isotonic point and the residual oil

2.3 温度对水相相对渗透率的影响

分析温度对水相相对渗透率的影响(图5)可知:随着温度的升高,等渗点和残余油对应的水相相对渗透率均呈二次函数形式增大;且两者的差值随温度的升高逐渐增大,高于100℃后增幅明显变大。45℃时等渗点和残余油对应的水相相对渗透率均极小,两者几乎重合,200℃时等渗点和残余油对应的水相相对渗透率分别为0.0600和0.0816,两

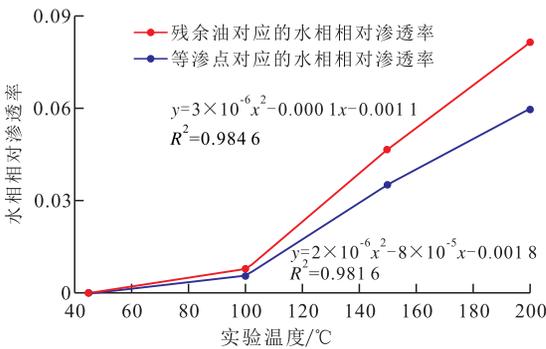


图5 等渗点和残余油对应的水相相对渗透率与实验温度的关系

Fig.5 Relationship between experimental temperature and relative permeabilities of water-phase respectively corresponding to the isotonic point and the residual oil

者相差达0.0216。这是因为,稠油的粘温曲线在90℃附近存在拐点,也就是稠油流动能力的分水岭。拐点之前粘温曲线十分陡峭,虽然稠油粘度降幅很大,但流动能力极差,胶体层较厚,对水相的阻碍较大,孔隙中的油滴产生贾敏效应,使水相流动更加困难,水相相对渗透率随温度升高增幅较小;拐点之后粘温曲线十分平缓,油相的流动能力大幅度增强,粘度降幅变缓,胶体层厚度减薄,对水相流动阻碍减弱,水油流度比减小,油水两相流动能力增强,相对渗透率增幅较大。不仅如此,高温引起的岩石颗粒和流体分子的膨胀所产生的压力有助于流体的流动,同样可提高水相相对渗透率,但稠油粘度的变化是引起水相相对渗透率提高的主要因素。

2.4 温度对稠油油藏油水两相相对渗透率曲线的影响

从不同温度下的油水两相相对渗透率曲线(图6)可以看出,油水两相的相对渗透率差别极大,具体表现为油相渗透率较大,水相渗透率极小;45℃时几乎没有共渗区,油相相对渗透率快速下降,水相相对渗透率几乎为0,说明低温时无法开采稠油;100℃时含气原油粘度为358.02 mPa·s,达不到现场开采要求,此时的共渗区也不大;150℃时含气原油粘度降到44.96 mPa·s,达到了现场开采的要求,两相共渗区明显变大,油相相对渗透率曲线变得平缓,油水两相流动能力增强;200℃时含气原油粘度为16.09 mPa·s,油水粘度比大幅度减小,油相相对渗透率曲线变得更加平缓,水相相对渗透率曲线抬升幅度更大,油水两相流动能力大幅度增强。

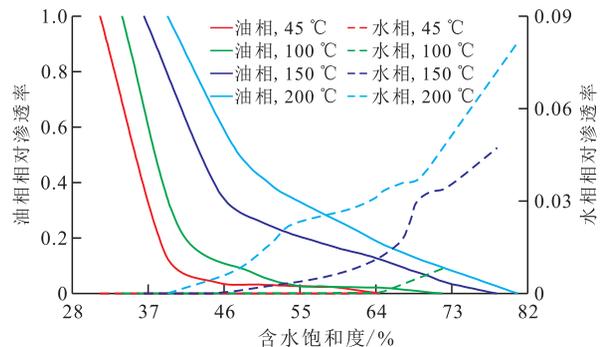


图6 不同实验温度下油水相对渗透率曲线

Fig.6 Relative permeability curve of oil-water under different experimental temperatures

综合来看,油水两相相对渗透率曲线随温度产生上述变化主要由3种机理所致:原油粘度变化、流体分子吸附作用以及岩石颗粒和流体分子的热膨胀。稠油粘度越大,对水相渗流阻碍越大,随着温度升高,稠油粘度减小,油相流动能力增强,其相对

渗透率曲线降幅变缓;孔隙表面上吸附的胶体层变薄,对水相流动阻碍减小,水相流动能力增强,水相相对渗透率曲线抬升,但同时温度升高水分子的吸附作用变强,约束了水相的流动,使得水相相对渗透率提高的幅度小于油相;温度升高引起的岩石颗粒以及流体分子的膨胀所产生的膨胀压力对油水两相的流动起到了促进作用,也提高了油水两相的相对渗透率,从而使得油水两相相对渗透率曲线整体随温度升高右移,共渗区域变大。

3 结论

对于委内瑞拉某区块稠油,在油藏条件下进行工业规模开采是根本不可能实现的。实验稠油油藏油水相对渗透率曲线具有显著的特点,即油相相对渗透率较大,水相相对渗透率极小。随着温度升高,束缚水饱和度呈线性增加,残余油饱和度呈非线性减小;油水两相流动能力增强,相对渗透率均增大,两相共渗区增大,整体曲线右移,等渗点也随之右移,但与残余油饱和度特征点距离变远;等渗点对应的含水饱和度呈幂指数增加。

油水两相相对渗透率曲线随温度变化的主要机理是稠油与水粘度比的降低所致,但温度升高引起的岩石颗粒和流体分子的热膨胀以及吸附作用的影响也不可忽视,所以归根结底,相对渗透率不仅是含水饱和度的函数,同样也是温度的函数。但相对渗透率与温度之间的影响关系复杂,无法量化与经验化,影响规律也不尽相同,结论很难统一。

参考文献:

- [1] 党海龙,刘滨,赵习森,等.岩性油藏含水上升规律预测新方法[J].特种油气藏,2017,24(5):116-119.
DANG Hailong, LIU Bin, ZHAO Xisen, et al. Innovative technique for prediction of water cut increases in lithologic reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(5): 116-119.
- [2] 徐振华,刘鹏程,张胜飞,等.稠油油藏溶剂辅助蒸汽重力泄油启动物理实验和数值模拟研究[J].油气地质与采收率,2017,24(3):110-115.
XU Zhenhua, LIU Pengcheng, ZHANG Shengfei, et al. Physical experiment and numerical simulation study for start-up of ES-SAGD in heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(3): 110-115.
- [3] 石兰香,李秀峦,马德胜,等.快速均匀启动技术改善蒸汽辅助重力泄油预热效果[J].油气地质与采收率,2017,24(4):94-98.
SHI Lanxiang, LI Xiuluan, MA Desheng, et al. Effect of fast and uniform start-up enhancement technology on preheating performance of SAGD [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(4): 94-98.
- [4] 范宁宁,刘鹏程,张胜飞,等.稠油油藏蒸汽蒸馏物理模拟实验[J].油气地质与采收率,2016,23(6):70-75.
FAN Ningning, LIU Pengcheng, ZHANG Shengfei, et al. Physical simulation experiment of steam distillation in heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(6): 70-75.
- [5] 于金彪.油藏数值模拟历史拟合分析方法[J].油气地质与采收率,2017,24(3):66-70.
YU Jinbiao. History matching analysis method on reservoir numerical simulation [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(3): 66-70.
- [6] SCHEMBRE J M, TANG G Q, KOVSCEK A R. Interrelationship of temperature and wettability on the relative permeability of heavy oil in diatomaceous rocks (includes associated discussion and reply) [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2006, 9(3): 239-250.
- [7] SOLA B S, RASHIDI F, BABADAGLI T. Temperature effects on the heavy oil/water relative permeabilities of carbonate rocks [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 59(1): 27-42.
- [8] 阳晓燕,黄凯,马超,等.不同油藏条件下相渗曲线分析[J].科学技术与工程,2012,12(14):3340-3343.
YANG Xiaoyan, HUANG Kai, MA Chao, et al. The variation of relative permeability curves in the different reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2012, 12(14): 3340-3343.
- [9] 黄时祯,石美,郭平,等.温度和测试方法影响相同油水黏度比相渗曲线的实验研究[J].重庆科技学院学报:自然科学版,2013,15(6):87-91.
HUANG Shizhen, SHI Mei, GUO Ping, et al. The experimental study of impact on temperature and test method for the relative permeability curves based on the same oil-water viscosity ratio [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Sciences Edition, 2013, 15(6): 87-91.
- [10] AKHLAGHINIA M, TORABI F, CHAN C W. Experimental investigation of temperature effect on three-phase relative permeability isoperms in heavy oil systems [J]. Fuel, 2014, 118(2): 281-290.
- [11] ASHRAFI M, SOURAKI Y, TORSATER O. Investigating the temperature dependency of oil and water relative permeabilities for heavy oil systems [J]. Transport in Porous Media, 2014, 105(3): 517-537.
- [12] 李兆敏,王壮壮,李松岩,等.温度对油砂沥青相渗规律影响研究[J].特种油气藏,2015,22(1):92-94.
LI Zhaomin, WANG Zhuangzhuang, LI Songyan, et al. Research on influence of temperature on rules of relative permeability of asphalt and oil sands [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(1): 92-94.
- [13] 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.

- [14] 孙宝泉. 温度对稠油/热水相对渗透率的影响[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2017, 39(2): 99-104.
SUN Baoquan. Impact of temperature on relative permeability of heavy oil/hot water[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2017, 39(2): 99-104.
- [15] 李宝树. 油水两相渗流公式的改进[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(5): 79-81.
LI Baoshu. Improvement of the seepage equation for oil and water phases[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(5): 79-81.
- [16] 张兵, 蒲春生, 朱建红, 等. 温度对不同黏度稠油油水相渗的影响规律[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2013, 28(1): 61-62, 69.
ZHANG Bing, PU Chunsheng, ZHU Jianhong, et al. Effect of temperature on the oil/water relative permeability of heavy oil of different viscosity [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2013, 28(1): 61-62, 69.
- [17] NOURMOHAMMAD A R, VAHIDI A, EMADI M A, et al. Effect of temperature on two phase oil-water relative permeabilities [C]. Madrid: 77th EAGE Conference and Exhibition, June 1, 2015.
- [18] 杨龙, 沈德煌, 王晓冬, 等. 温度对稠油相对渗透率及残余油饱和度影响[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(2): 97-99.
YANG Long, SHEN Dehuang, WANG Xiaodong, et al. The effect of temperature on the relative permeability and residual oil saturation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(2): 97-99.
- [19] BEGGS H D, ROBINSON J R. Estimating the viscosity of crude oil systems [J]. Journal of Petroleum Technology, 1975, 27(9): 1140-1141.
- [20] 杨胜来, 魏俊之. 油层物理学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2015.
YANG Shenglai, WEI Junzhi. Reservoir physics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.
- [21] 沈德煌, 李秀峦, 张运军, 等. 稠油油藏高温相对渗透率及驱油效率测定方法: SY/T 6315—2017[S]. 北京: 石油工业出版社, 2017.
SHEN Dehuang, LI Xiuluan, ZHANG Yunjun, et al. A method for the determination of relative permeability at high temperature and oil-displacement efficiency in heavy-oil reservoirs: SY/T 6315-2017[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.

编辑 常迎梅

(上接第120页)

- 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.
- [22] 杨涛, 谢俊, 周巨标, 等. 低孔-特低渗砂岩储层可动流体核磁共振特征及成因——以王龙庄油田T89断块阜宁组二亚段为例[J]. 山东科技大学学报: 自然科学版, 2018, 37(1): 119-126.
YANG Tao, XIE Jun, ZHOU Jubiao, et al. NMR features and contributing factors of movable fluid in low porosity and ultra-low permeability sandstone reservoir: Taking the 2nd member of Funing formation in T89 Block of Wanglongzhuang oilfield as an example [J]. Journal of Shandong University of Science and Technology: Natural Science, 2018, 37(1): 119-126.
- [23] 曲岩涛, 戴志坚, 李桂梅, 等. 岩心分析方法: SY/T 5336—2006[S]. 北京: 石油工业出版社, 2006.
QU Yantao, DAI Zhijian, LI Guimei, et al. Practices for core analysis: SY/T 5336-2006[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [24] 曲岩涛, 王建, 李奋, 等. 油藏岩石润湿性测定方法: SY/T 5153—2007[S]. 北京: 石油工业出版社, 2007.
QU Yantao, WANG Jian, LI Fen, et al. Test method of reservoir rock wettability: SY/T 5153-2007[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.
- [25] 陈守军, 孙宝佃, 杜环虹, 等. 岩样核磁共振参数实验室测量规范: SY/T 6490—2007[S]. 北京: 石油工业出版社, 2007.
CHEN Shoujun, SUN Baodian, DU Huanhong, et al. Specification for normalization measurement of core NMR parameter in laboratory: SY/T 6490-2007[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.
- [26] STANDNES D C. Scaling spontaneous imbibition of water data accounting for fluid viscosities [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 73(3): 214-219.
- [27] SCHECHTER D S, ZHOU D, Orr Jr F M. Low IFT drainage and imbibition [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 1994, 11(4): 283-300.

编辑 经雅丽