

晚期注水开发实验研究

潘伟义^{1,2},王友启^{1,2},张诗洋^{1,2},王欣^{1,2},吕成远^{1,2},郎东江^{1,2}

(1.中国石化海相油气藏开发重点实验室,北京 100083; 2.中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:目前晚期注水实验研究主要以注水时机评价为主,在注采方式上研究较少,且传统方法开展驱油效率实验过程中,出口端的计量存在气液分离和人为读数产生误差等问题。以国外某油田为研究对象,从晚期注水原油常规相态变化和驱油效率2个方面入手,开展注水时机和不同注采方式对晚期注水效果的影响研究;在常规相态变化研究的基础上,评价注水增压开发对原油相态的影响;在驱油效率实验方法上,利用在线核磁技术实时评价驱替过程中岩心含油饱和度,提高了结果的准确性。研究结果表明:在衰竭开发至饱和压力的34%时,水驱采收率为16.5%;综合考虑采油速度、开发成本等因素,注水时机宜在80%泡点压力附近;对于长期衰竭开发严重脱气的区块,可采取注水增压方式开发,注水增压至80%泡点压力附近水驱效果最好。

关键词:晚期注水 原油相态特征 驱油效率 核磁技术 衰竭开发

中图分类号:TE357.6

文献标识码:A

An experimental study on late water flooding

PAN Weiyi^{1,2}, WANG Youqi^{1,2}, ZHANG Shiyang^{1,2}, WANG Xin^{1,2}, LÜ Chengyuan^{1,2}, LANG Dongjiang^{1,2}

(1. Key Laboratory of Marine Oil & Gas Reservoirs Production, SINOPEC, Beijing City, 100083, China;

2. Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing City, 100083, China)

Abstract: Earlier experimental study on late water flooding are mainly focused on water flooding timing and seldom on injection-production pattern. There was error for gas and liquid separation and human reading on the outlet by traditional methods of oil displacement efficiency. An oil field abroad was taken as the research object. The influence of water flooding timing and injection-production pattern on late water flooding effect was researched on conventional oil phase behavior and oil displacement efficiency during late water flooding. Based on the study of conventional phase behavior, the influence of water injection pressurization on the phase behavior was evaluated. In the experiment method of oil displacement efficiency, the on-line NMR technique was used to evaluate the oil saturation of core in the displacement process in real time and then the accuracy of the result was improved. The results show that the water flooding recovery reached to 16.5% when water flooding was performed at 34% of saturation pressure during the depletion development. Considering the production rate, development costs and other factors, water injection was superior when the bubble point pressure was around 80%. For the long-term depletion development of severe degassing blocks, the development way of water injection pressurization can be taken. The water flooding effect was the best when the bubble point pressure increased to around 80% by water injection pressurization.

Key words: late water flooding; oil phase behavior; oil displacement efficiency; NMR; depletion development

晚期注水^[1-2]是指依靠天然能量开采的油藏,当天然能量消耗到一定程度后,继续这种方式开采已不经济或不能保持一定采油速度时,再向油藏进行

人工注水开发,以提高油藏采收率的采油方法。晚期注水开发具有初期投资较低的优点,但由于地层压力下降幅度大、原油大量脱气等因素影响,开发

收稿日期:2018-01-05。

作者简介:潘伟义(1980—),男,吉林磐石人,高级工程师,博士,从事提高采收率技术研究。联系电话:13552993779, E-mail:panwy.syky@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“核磁共振技术研究裂缝性致密油藏注二氧化碳提高采收率机理”(51504283),中国石化科技开发部项目“PCo油田B层脱气油藏提高采收率基础研究”(P15130)。

效果比早期注水开发要差^[3-7]。目前,中外关于晚期注水实验研究主要以注水时机评价为主,在注采方式上研究较少;传统方法开展驱油效率实验过程中,出口端的计量存在气液分离和人为读数产生的误差,对结果产生一定的影响^[8-13]。

笔者从晚期注水原油相态变化和驱油效率2个方面入手,开展注水时机和不同注采方式对晚期注水效果影响研究。原油相态研究着力于单一原油性质变化对晚期注水开发效果的影响,获得理论值;驱油效率研究涵盖了原油、水、多孔介质等性质变化对晚期注水效果的综合影响,更接近于油藏的实际情况。两者相互印证,保证结果的可靠性。在驱油效率实验中,自主研发了无磁岩心夹持器,利用在线核磁技术实时评价驱替过程中岩心含油饱和度,有效避免了气液分离和人为读数产生的误差,提高了结果的准确性。

1 原油常规相态变化

1.1 实验材料

国外某油田属于多套薄层叠置河流相油藏,原始地层压力为20 MPa,地层温度为100 ℃,储层渗透率为250~450 mD,孔隙度为15%~25%。长期采用衰竭开发,目前部分区块地层压力仅为原始地层压力的1/3左右,脱气严重,开发效果较差。

实验用油的饱和压力为10.26 MPa,气油比为38.91 m³/m³,体积系数为1.1511,20 ℃脱气原油密度为0.863 g/cm³,地层原油密度为0.785 g/cm³,100 ℃脱气原油粘度为5.37 mPa·s。实验用油中C₁-C₅的摩尔分数为35.41%,C₆-C₁₀的摩尔分数为10.61%,C₁₁-C₂₀的摩尔分数为16.69%,C₂₁-C₂₈的摩尔分数为3.03%,C₂₈₊的摩尔分数为33.70%,结合原油性状分析,属于含蜡较高的中质原油。

1.2 实验装置及步骤

实验装置为法国 Sanchez Technologies 公司生产的无汞可视化柱塞式高压PVT仪和高温高压毛细管粘度计。高压PVT仪主要由釜体、恒温空气浴、压力传感器、温度传感器、样品筒、高压计量泵、操作控制系统和观察记录系统等组成。釜体为柱塞式变体积釜,其体积变化可通过计算机控制的精密马达驱动柱塞进行控制。

实验过程模拟衰竭开发和注水增压开发2种方式。

衰竭开发 实验步骤主要包括:①样品配制。按照现场气油比配制复配油样品,将高压PVT仪温

度恒定在100 ℃时,将复配油样品保持单相转入高压PVT仪中,并加压至地层压力,充分搅拌使其成为稳定的单相。②单次脱气实验。保持地层压力,将一定体积的复配油样品闪蒸分离。③恒质膨胀实验。将复配油样品加压至地层压力,稳定后逐级降压或逐级膨胀体积开展实验,饱和压力以上按逐级降压法,每级降压为1~2 MPa,饱和压力以下按逐级膨胀体积法,每级膨胀体积为1~20 cm³。一直膨胀至复配油样品原始体积的2倍时停止。④多次脱气实验。将复配油样品加压至地层压力,逐级降压脱气,完成3级脱气压力测试。⑤粘度测试。将复配油样品加压至地层压力,测定地层压力下的原油粘度;然后逐级降低地层压力,测试各个压力级的原油粘度,一直进行至泡点压力。泡点压力以下各压力点原油粘度测试时,先在高压PVT仪中降压,然后保持该压力缓慢排气至气体全部排出,保持该压力将原油注入粘度计中,充分搅拌稳定后测定该压力下的原油粘度,直至大气压力。

注水增压开发 实验步骤主要包括:①样品配制。按照现场气油比配制复配油样品,将高压PVT仪温度恒定在100 ℃时,将复配油样品保持单相转入高压PVT仪中,加压至地层压力,充分搅拌使其成为稳定的单相。②恒质膨胀实验。将复配油样品降压至设定压力(低于泡点压力),进行脱气排气,然后将剩余原油视为研究对象,开展恒质膨胀实验。③粘度测试。将复配油样品降压至设定压力(低于泡点压力),进行脱气排气,然后将剩余原油视为研究对象,开展粘度测试。

1.3 实验结果及分析

1.3.1 衰竭开发

通过衰竭开发过程,可以获得不同地层压力下的体积系数和溶解气油比(表1)。

表1 不同地层压力下的体积系数和溶解气油比
Table1 Volume factor and solution gas-oil ratio of oil under different formation pressures

压力/MPa	体积系数	溶解气油比/(m ³ ·m ⁻³)
p_i	1.040 2	36.721 9
80% p_i	1.095 6	36.721 9
60% p_i	1.133 4	36.721 9
p_b	1.167 2	36.721 9
70% p_b	1.163 9	26.727 6
34% p_b	1.157 3	13.346 3
大气压力	1.151 1	0

注: p_i 为原始地层压力, p_b 为饱和压力。

利用不同地层压力下的体积系数和溶解气油比的结果,可以计算获得弹性驱和溶解气驱的理论

采收率^[14-16],对衰竭开发进行评价,其表达式分别为

$$\eta = \frac{B_o C_i \Delta p}{B_o} \quad (1)$$

$$\eta_2 = \frac{B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s) B_g}{B_o + (R_p - R_s) B_g} \quad (2)$$

经过计算可知,弹性驱理论采收率较小,当地层压力降至原始地层压力的50%(泡点压力)时,弹性驱理论采收率仅为2.0%;而溶解气驱理论采收率较大,当地层压力降至泡点压力的34%时,溶解气驱理论采收率为43.4%。

1.3.2 注水增压开发

注水增压开发对原油的影响表现为原油粘度的变化,从而造成水油流度的变化来改变水驱波及系数,最终影响水驱开发效果。实验结果(图1)表明,地层压力降至70% p_b 和34% p_b ,再注水增压至原始地层压力,原油粘度增幅为23%~24%。

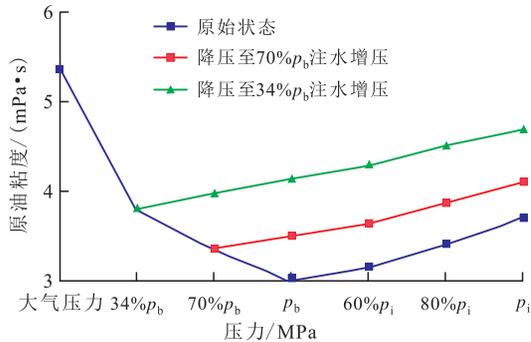


图1 注水增压开发过程中不同地层压力下的原油粘度

Fig.1 Variation of oil viscosity under different formation pressures during water flooding

进一步对水驱波及系数进行理论计算^[17-19],评价注水增压对水驱波及系数的影响,其表达式为

$$E_A = \frac{\frac{2\pi d}{a} - 4 \exp\left(-\frac{2\pi d}{a}\right) - 2.776}{\frac{2\pi d}{a} \left[1 + 8 \exp\left(-\frac{2\pi d}{a}\right)\right]} \sqrt{\frac{1+M}{2M}} \quad (3)$$

其中

$$M = \frac{\mu_o}{\mu_w K_{ro}(S_{wc})} [K_{ro}(\bar{S}) + K_{rw}(\bar{S})] \quad (4)$$

经过实验计算可知,注水增压开发将导致水驱波及系数降低,降幅为1.7%~1.8%。仅从水驱波及系数变化来看,注水增压开发对水驱开发效果的影响有限,但是波及系数仅为水驱效果的影响因素之一,需要在驱油效率实验中进一步验证。

2 驱油效率研究

2.1 实验材料

实验用油与常规相态变化实验采用的室内复

配油样品相同。实验用水采用模拟地层水和与地层水同矿化度的锰水。岩心选取具有代表性的现场样品(渗透率为382.9 mD,孔隙度为18.1%),为了更好地反映结果的规律性,岩心样品实验结束后进行洗盐、洗油处理,然后再重复利用。

2.2 实验装置及步骤

实验装置 实验装置包括核磁共振仪(磁场强度为2 350 Gs)、无磁岩心夹持器(最高压力为35 MPa)、注入泵、环压跟踪泵、回压阀、回压泵、高压容器和真空泵等(图2)。

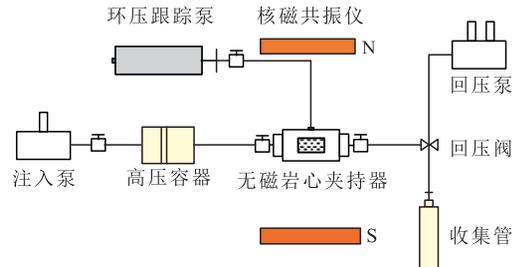


图2 驱油效率实验装置示意

Fig.2 Flow chart of displacement experiment

实验步骤 实验步骤主要包括:①将岩心样品烘干装入无磁岩心夹持器中,利用环压跟踪泵施加环压,始终保持环压高于注入压力4 MPa。②将无磁岩心夹持器及连接管线抽真空,按照实验设定压力饱和模拟地层水,连续进行核磁测试,获得 T_2 谱图(此时岩心含水饱和度为100%)。③将回压设置为原始地层压力,采用锰水驱替岩心中的模拟地层水,屏蔽模拟地层水的核磁信号,直至 T_2 谱测试无信号为止。④在相同回压下,用原油驱替锰水,使岩心处于束缚水状态,先用原油驱替锰水,驱替速度为0.1 mL/min,然后逐渐增加驱替速度直至出口端不出锰水为止,进行核磁测试,获得 T_2 谱图(此时岩心处于束缚水状态)。⑤若在原始地层压力下进行水驱实验,则按照实验设定驱替速度进行锰水驱替原油,获得锰水驱替原油的 T_2 谱图;若是在低于原始地层压力下进行水驱实验,则通过降低回压的方式进行衰竭开发,获得衰竭开发后的 T_2 谱图,然后按照实验设定驱替速度进行锰水驱替原油。若衰竭开发后再进行注水增压开发实验,则在衰竭开发后将回压升至注水增压开发的设定压力值,然后按照实验设定驱替速度进行锰水驱动原油至岩心中,含油饱和度不变,且锰水注入5 PV以上停止。⑥利用上述获得的 T_2 谱图定量评价衰竭开发与水驱开发的效果,每条 T_2 谱图曲线与横坐标包络的面积对应此时岩石中含油量,通过差值计算即可获得衰竭开发和水驱开发的采收率。

2.3 实验结果及分析

2.3.1 注水时机与驱油效率的关系

开展原始地层压力下、地层压力衰竭开发至 $60\%p_i$ 、地层压力衰竭开发至 $80\%p_b$ 和地层压力衰竭开发至 $34\%p_b$ 等4种注水时机的驱油实验,每组实验驱替速度均为 0.1 mL/min 。

从地层压力衰竭开发至 $34\%p_b$ 时驱油实验获得的 T_2 谱(图3)计算可以得出,衰竭开发采收率为 34.3% ,水驱采收率为 16.5% 。

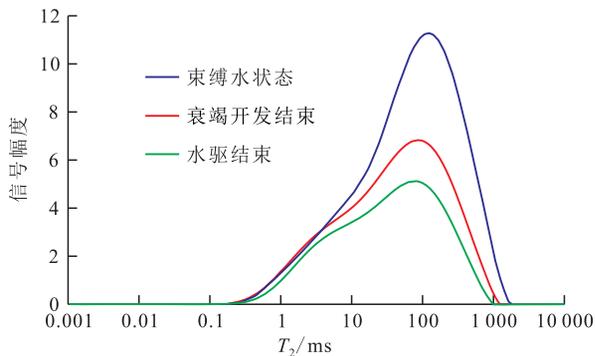


图3 地层压力衰竭开发至 $34\%p_b$ 时驱油实验的 T_2 谱

Fig.3 T_2 spectrum diagrams of oil displacement experiment (depletion development of water flooding at $3.4\%p_b$)

从不同注水时机的 T_2 谱计算结果(图4)可以看出,衰竭开发期长,衰竭开发采收率增高,而水驱采收率降低。地层压力衰竭开发至 $60\%p_i$ 时,弹性驱采收率仅为 1.9% ,而地层压力衰竭开发至 $34\%p_b$ 时,衰竭开发的采收率达到 34.3% ,该油藏弹性驱采收率较低,而溶解气驱采收率较高,与常规相态变化实验结果一致。

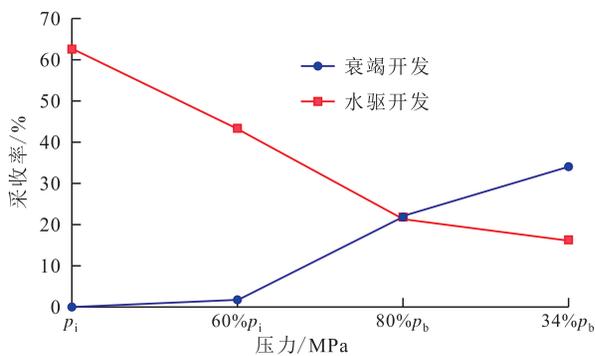


图4 不同注水时机的采收率对比

Fig.4 Comparison of oil recovery under different injection timings

过度衰竭开发采油速度较低,不符合油藏开发实际,而水驱开发成本高于衰竭开发,过早注水成本较高,因此,衰竭开发采收率和水驱开发采收率2条曲线(图4)的交点(地层压力为 $80\%p_b$)附近为最佳的注水时机。

2.3.2 注水增压开发与驱油效率的关系

首先地层压力衰竭开发至 $34\%p_b$,然后分别进

行不增压、注水增压至 $80\%p_b$, $60\%p_i$ 和 p_i 等4组驱油实验,每组实验驱替速度均为 0.1 mL/min 。实验结果(图5)表明,注水增压至 $80\%p_b$ 时的水驱效果最好,其原因为:①相态变化实验粘度测试过程中,模拟衰竭开发过程需要将游离气全部排出,然后再模拟注水增压,而岩心驱油效率实验过程中,部分游离气并未完全排除,仍然滞留在岩心中,因此在注水增压开发过程中,这部分游离气重新溶入原油中降低了原油粘度,从而改善水驱效果,与油藏实际情况一致。②随着注水增压开发程度不断提高,原油粘度逐渐升高,油水粘度比增大,水驱波及系数降低,这与相态变化实验规律是吻合的,但是由于多孔介质的影响,导致驱油效率实验与相态变化实验的结果存在差异,驱油效率实验反映了岩石、流体等多重因素的综合作用,更符合油藏实际情况。

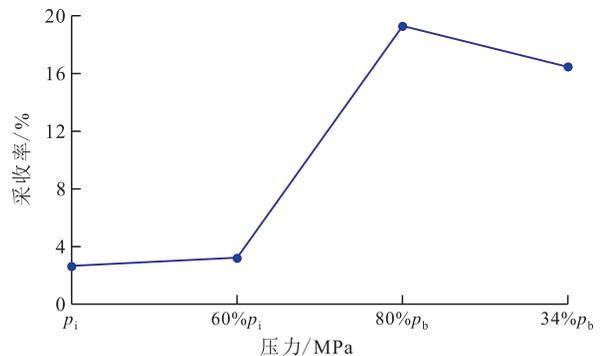


图5 注水增压开发驱油实验的采收率对比

Fig.5 Comparison of oil recovery under different water flooding pressures

3 结论

通过目标油藏原油常规相态变化和驱油效率实验研究表明,晚期注水可以提高油藏采收率,对于老油田可作为有效开发方式之一。综合考虑采油速度、开发成本等因素,略低于泡点压力是晚期注水的最佳时机。而对于严重脱气的区块,尽管注水增压开发导致水驱波及系数一定程度地降低,但注水增压开发方式仍可获得较好的提高采收率效果。受储层和流体性质的影响,不同油藏晚期注水效果存在差异,下一步需要针对不同油藏条件开展晚期注水研究,分析影响晚期注水效果的敏感性因素,形成油藏晚期注水开发筛选评价体系。

符号解释:

η ——弹性驱理论采收率,%; B_{oi} ——原始压力下原油体积系数; C_i ——综合压缩系数, MPa^{-1} ,取值 $0.002\text{~}1$; Δp ——压降,MPa; B_o ——目前原油体积系数; η_2 ——溶解

气驱理论采收率,%; R_{si} ——原始溶解气油比, m^3/m^3 ; R_s ——目前溶解气油比, m^3/m^3 ; B_g ——气体体积系数; R_p ——累积溶解气油比, m^3/m^3 ; E_A ——水驱波及系数,%; d ——井排间距离, m; a ——井排上的井间距离, m; M ——水与油的流度比; μ_o ——原油粘度, $mPa \cdot s$; μ_w ——水的粘度, $mPa \cdot s$; K_{ro} ——油的相对渗透率; S_{wc} ——束缚水饱和度, %; \bar{S} ——驱替前缘水的平均饱和度, %; K_{rw} ——水的相对渗透率。 $K_{ro}(S_{wc})$, $K_{ro}(\bar{S})$ 和 $K_{rw}(\bar{S})$ 3个参数取值由油水相对渗透率实验曲线确定, 分别为1, 0.057 67和0.066 56。

参考文献:

- [1] 刘瑞果, 王为民, 苏进昌. 歧口18-1油田晚期注水研究[J]. 岩性油气藏, 2009, 21(1): 116-119.
LIU Ruiguo, WANG Weimin, SU Jinchang. Study on late water flooding in Qikou18-1 Field [J]. Lithologic Reservoirs, 2009, 21(1): 116-119.
- [2] HASAN Syed M. Curry unit: A successful waterflood in a depleted carbonate reservoir with high gas saturation [J]. SPE-4602-PA, 1974, 26(12): 1359-1364.
- [3] NOLAN W E, WILLIAMS R M. Flooding of semi-depleted solution gas reservoir in Fullerton field [J]. SPE-1072-G, 1958, 10(10): 17-20.
- [4] LI X, YORTSOS Y C. Visualization and numerical studies of bubble growth during pressure depletion [C]. SPE-22589-MS, 1991.
- [5] 许宁, 吕延防. 晚期注水中的储层压敏和原油脱气影响分析[J]. 试采技术, 2005, 26(1): 16-22.
XU Ning, LÜ Yanfang. Analysis of influence of reservoir pressure-sensing and crude oil degas on late water flooding [J]. Well Testing and Production Technology, 2005, 26(1): 16-22.
- [6] 贾忠伟, 袁敏, 张鑫璐, 等. 水驱微观渗流特征及剩余油启动机理[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(1): 65-70.
JIA Zhongwei, YUAN Min, ZHANG Xinlu, et al. Waterflooding microscopic flow characteristics and the remained oil starting mechanisms [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(1): 65-70.
- [7] 张旭东, 陈科, 何伟, 等. 渤海西部海域某区块油田注水过程储层伤害机理[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(4): 121-126.
ZHANG Xudong, CHEN Ke, HE Wei, et al. Reservoir damage mechanism during water flooding of oilfield in a block, western Bohai Sea [J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(4): 121-126.
- [8] 文鑫, 戴宗, 王华, 等. 海相砂岩油藏长期水驱后储层物性变化规律[J]. 特种油气藏, 2017, 24(1): 157-161.
WEN Xin, DAI Zong, WANG Hua, et al. Physical properties of marine sandstone reservoir after long-term waterflooding [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(1): 157-161.
- [9] 刘杨. 溶解气驱油藏提高采收率方法实验[J]. 大庆石油学院学报, 2008, 32(2): 32-35.
LIU Yang. Laboratory evaluation of further enhanced oil recovery in dissolved gas flooding reservoir [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2008, 32(2): 32-35.
- [10] 王明, 杜利, 国殿斌, 等. 层间非均质大型平面模型水驱波及系数室内实验研究[J]. 石油实验地质, 2013, 35(6): 698-701.
WANG Ming, DU Li, GUO Dianbin, et al. Laboratory experimental research on waterflooding sweep efficiency of large-scale and two-dimensional inter-layer heterogeneous physical model [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(6): 698-701.
- [11] ARNOLD Marion D, HALL Phillips C, CRAWFORD Paul B. The effect of fluid properties and stage of depletion on waterflood oil recovery [J]. SPE-120-PA, 1962, 14(10): 1165-1168.
- [12] HUGH Richard Rees, JEFF Parke. Reservoir management-preparing for field redevelopment and restart [C]. SPE-166579-MS, 2013.
- [13] 陈亚宁. 室内研究原油脱气程度对驱油效率的影响[J]. 内江科技, 2012, (1): 52-53.
CHENG Yaning. Influence of degassing degree of crude oil on oil displacement efficiency in laboratory [J]. Nei Jiang Science & Technology, 2012, (1): 52-53.
- [14] 姜汉桥, 姚军, 姜瑞忠. 油藏工程原理与方法[M]. 东营: 石油大学出版社, 2003: 159.
JIANG Hanqiao, YAO Jun, JIANG Ruizhong. Principles and methods of reservoir engineering [M]. Dongying: Press of University of Petroleum, China, 2003: 159.
- [15] 李文会, 刘鹏程, 吴永彬, 等. 稠油油藏泡沫油渗流数学模型的建立[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(2): 108-114.
LI Wenhui, LIU Pengcheng, WU Yongbin, et al. A mathematical model for foamy-oil flow in heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 108-114.
- [16] MCCOY T F, REESE D E, JOHNSON P G. Depletion performance of poorly stimulated layered reservoirs without crossflow [C]. SPE-59757-MS, 2000.
- [17] 冯其红, 王相, 王端平, 等. 水驱油藏均衡驱替开发效果论证[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(3): 83-88.
FENG Qihong, WANG Xiang, WANG Duanping, et al. Theoretical analysis on the performance of equilibrium displacement in water flooding reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 83-88.
- [18] 郭平, 徐云林, 石美, 等. 高温高压水洗物性变化实验研究——以塔里木轮南油田T₁油组为例[J]. 石油实验地质, 2012, 34(4): 454-458.
GUO Ping, XU Yunlin, SHI Mei, et al. Experimental study on physical properties after flooding under high temperature and high pressure condition: taking reservoir T₁ of Tarim Lunnan Oil Field as an example [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(4): 454-458.
- [19] EL-KHATIB Noaman A. Waterflooding performance in inclined communicating stratified reservoirs [C]. SPE-126344-PA, 2012.

编辑 王星