

特低渗砂岩油藏的渗吸采油工艺参数优化研究

曾顺鹏¹ 李育展¹ 刘历历¹ 解英明¹ 张 星²

1. 重庆科技学院石油与天然气工程学院, 重庆 401331;

2. 胜利油田工程技术研究院, 山东 东营 257000

摘 要:为提高特低渗砂岩油藏渗吸采油驱油效率,开展了注入压力、注入量、注入次数、焖井时间等渗吸采油工艺参数及不同表面活性剂对渗吸采收率影响的水驱岩心实验。结果表明:水中加入 FH-1 表面活性剂能够有效提高动态渗吸采收率;渗吸采收率随注入压力增大而增大、随注入量增大而增大,但注入量超过 1 PV 后渗吸采收率不会增加,随注入次数增加而增大,但增幅逐渐减小;焖井时间 48 h,渗吸采收率最大。按照根据室内模拟实验结果,结合其他区块施工经验优化的工艺参数,在 SL-3 区块开展了渗吸采油现场试验,经 3 个月现场实验取得了良好效果,平均日产油量提高 19 倍、日产液量提高 2 倍,综合含水降低 58.8%。

关键词:特低渗;油砂岩藏;渗吸;实验;参数优化;矿场试验

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2022.06.010

Study on optimization of imbibition process parameters in ultra-low permeability sandstone reservoir

ZENG Shunpeng¹, LI Yuzhan¹, LIU Lili¹, XIE Yingming¹, ZHANG Xing²

1. School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing, 401331, China;

2. Shengli Oilfield Engineering Technology Research Institute, Dongying, Shandong, 257000, China

Abstract: In order to improve the oil displacement efficiency of imbibition oil recovery in ultra-low permeability sandstone reservoirs, water flooding core experiments were carried out to study the effects of imbibition oil recovery process parameters such as injection pressure, injection volume, injection times, soaking time and different surfactants on imbibition oil recovery. The results show that the addition of FH-1 surfactant in water can effectively improve the dynamic imbibition recovery. The imbibition recovery rate increases with the increase of injection pressure and injection volume, but the recovery rate does not increase after the injection volume exceeds 1 PV, and increases with the increase of injection times, but the increase gradually decreases. The imbibition recovery rate is maximum when the soaking time is 48 h. According to the results of indoor simulation experiments, combined with the process parameters optimized by other block construction experience, the field test of imbibition oil recovery was carried out in SL-3

收稿日期:2022-05-06

基金项目:重庆市基础科学与前沿技术研究专项资助(cstc2018jcyjAX0563)

作者简介:曾顺鹏(1965-),男,重庆人,教授,博士,主要从事油气藏地质及开发工程的科研与教学工作。E-mail:z-hoshi0163.com

通信作者:李育展(1998-),男,四川南充人,硕士研究生,研究方向为油气藏增产理论及技术。E-mail:834005557@qq.com

block. After three months of field experiments, the average daily oil production increased by 19 times, the daily liquid production increased by 2 times, and the comprehensive water cut decreased by 58.8%.

Keywords: Ultra-low permeability; Oil sandstone reservoir; Imbibition; Experiment; Parameter optimization; Field test

0 前言

中国特低渗砂岩油藏储量丰富,由于其渗透率较低,通常采用压裂和注水的方式才能实现高效开发。随着注水时间的增加,受裂缝的影响,油井含水上升加快,水侵、水窜日益严重,高含水给油井稳产带来的突出矛盾,成为导致注水开发效果差的关键问题^[1-3]。

针对特低渗砂岩油藏的水驱开发,周万富等学者发现,微纳米孔道的吸水产生了明显的毛管力,这一渗吸作用能够有效提高特低渗砂岩油藏的采收率^[4-5];张星等学者发现,在特低渗砂岩油藏实际开发过程中,表面活性剂能有效降低油水间的界面张力以及改善润湿性^[6-9],且注入压力、注入量、注入次数、焖井时间等工艺参数的变化,在地层中形成不稳定的压力场,使渗吸液不断重新分布,在压差作用下使其实现层间渗流,增强毛管作用力。因此,这些工艺参数都能对采收率产生明显的影响^[10-18],但对采收率的影响规律还不十分明确。

为此,以胜利油田某区块特低渗砂岩油藏为研究对象,通过室内实验研究了表面活性剂类型及注入压力、注入量、注入次数、焖井时间工艺参数对动态渗吸的影响,利用工程应用—生产拟合的方法对胜利油田 SL-3 区块的动态渗吸采油参数进行了优化,并在现场开展了应用试验。

1 渗吸采油影响因素分析

水驱特低渗砂岩储层过程中,当渗吸液进入毛细管微孔中流动时,流体渗吸作用的大小主要受毛管力、黏性力以及重力 3 种作用力的影响^[19-22],见图 1。

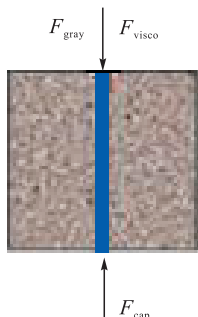


图 1 孔道流体受力图

Fig. 1 The force of the fluid in the channel

孔道中的流体受力表达式为:

$$F = F_{\text{cap}} - F_{\text{visco}} - F_{\text{grav}} = 2\pi r \delta \cos \theta - 8\pi r h v - \rho \pi r^2 h g \quad (1)$$

式中: F_{cap} 为毛管力,N; F_{visco} 为黏性力,N; F_{grav} 为重力,N; δ 为界面张力,mN/m; θ 为润湿角, $^\circ$; r 为毛管孔隙半径, μm ; v 为渗吸流体的速度,m/s; h 为页面上升高度,cm; ρ 为流体密度, g/cm^3 ; g 为重力常数, m/s^2 。

通过分析式(1)可得出如下结论。

1)在渗吸过程中, F_{cap} 为动力, F_{visco} 和 F_{grav} 为阻力。界面张力 δ 、润湿角 θ 的改变能够影响毛管驱动力的大小。

2)增大界面张力能够提升毛管力,也使得原油在裂缝中很难流动;减小界面张力能够让原油容易流动,也使得毛管驱动力减小,所以应当选择合适的界面张力区间进行渗吸采油。

3)润湿角减小,岩心越亲水,毛管力越大。在现场施工过程中,通常采用表面活性剂来降低界面张力和改善岩石的润湿性。为此,提升渗吸动力需要选择更优的表面活性剂。

2 表面活性剂筛选

根据胜利油田已在应用的 15 种表面活性剂,从中初选出了 YC-01、OP-10、FH-1 这 3 种适用于 SL-3 区块的表面活性剂。

实验用油为 SL-3 区块地层原油,其界面张力为 10.928 8 mN/m;实验用水为 SL-3 区块地层水,总矿化度为 29 795.6 mg/L,水型为 CaCl_2 ;温度设定为 80 $^\circ\text{C}$ 。

使用 TX-500 界面张力测试仪器、jgw-360 a 润湿角测定仪测量了 3 种表面活性剂在 0.1% 质量浓度下的油水界面张力和接触角,实验结果见表 1。

表 1 不同类型表面活性剂界面张力和接触角表

Tab. 1 Interfacial tension and contact angle of different types of surfactants

表面活性剂种类	质量浓度	界面张力 / ($\text{mN} \cdot \text{m}^{-1}$)	接触角 / ($^\circ$)
YC-01	0.1%	0.164 8	67.32
OP-10	0.1%	0.790 5	70.42
FH-1	0.1%	0.009 6	65.41

根据实验结果可以看出,3 种表面活性剂中界面张力最低为 FH-1 的 0.0096 mN/m ,接触角最小为 FH-1 的 65.41° ,发现表面活性剂 FH-1 改善润湿性能力最强。

3 渗吸采油实验

在现场生产中,渗吸液的注入压力会影响渗吸液注入孔道的距离;渗吸液的注入量决定渗吸液能否充满孔隙,同时决定渗吸液与地层中原油的交换效率;注入渗吸液的次数和焖井时间的长短能够决定渗吸液能否通过渗吸作用将地层中原油更有效地驱替出来。需要对注入压力、注入量、注入次数、焖井时间进行进一步研究,找出这些参数对渗吸采油效果的影响规律。

3.1 实验材料

SL-3 区块原油、SL-3 区块地层水、SL-3 区块岩心。

3.2 实验仪器及装置

ABP-186 复压孔渗仪、岩心驱替装置、电子天平、游标卡尺等。

3.3 实验准备

1) 将岩心编号,量取各个岩心的几何尺寸。

2) 用 ABP-186 复压孔渗仪测得各岩心的孔隙度、渗透率。

3) 将岩心放入 80°C 的烘箱中烘烤 8 h 以上,让其冷却后,取出称重,直到前后两次质量差小于 0.01 g 为止,取平均值为岩心干重。

4) 用抽真空饱和的方法使岩心饱和和地层水并称重。

5) 用驱替方法将岩心原油饱和,计量驱替出水的体积,称量驱替前后岩心质量差以及岩心吸油体积,将岩心浸泡在原油中待用。

3.4 实验步骤

1) 将处理好的岩心放入岩心夹持器中,调节恒温箱使岩心夹持器外的加热套升温至实验温度 80°C ,且保持稳定。

2) 以 0.5 mL/min 的速度将渗吸液注入岩心中,注入完成后关闭阀门。

3) 反应一段时间后打开阀门,用地层水进行驱油。

4) 当连续一段时间不出油时,即该条件下试验完成,记录量筒中排出油体积,计算驱油效率。

5) 更换岩心,在不同的表面活性剂、注入压力、注入量、注入次数、焖井时间的条件下重复上述步骤进行实验。

岩心驱替实验流程见图 2。

4 实验结果及分析

4.1 不同表面活性剂对渗吸采油效果的影响

利用浓度为 0.1% 的不同类型的表面活性剂溶液进行动态渗吸实验,测量不同类型的表面活性剂溶液的渗吸采油效果,实验结果见图 3。

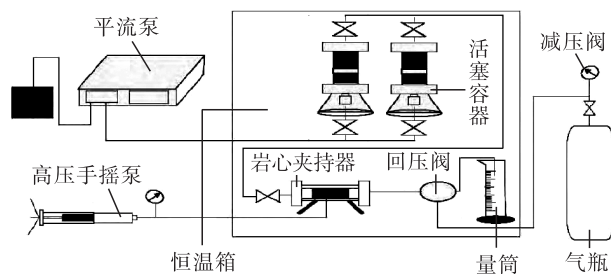


图 2 岩心驱替实验流程图

Fig. 2 Flow chart of displacement experiment

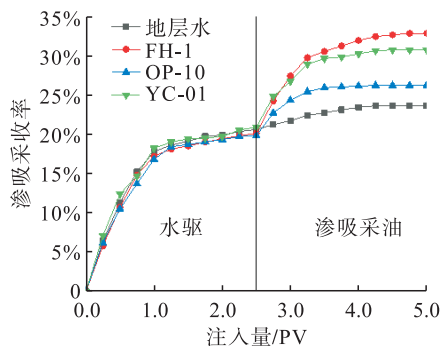


图 3 不同类型表面活性剂与渗吸采收率关系图

Fig. 3 Relationship between different types of surfactants and imbibition recovery rate

根据实验结果可以看出,利用常规水驱方法其平均采收率为 20.6% ,在水驱后,采用渗吸方法进行采油,采收率有很大程度的提高。但是,加入的表面活性剂不同,采收率提高程度也不同。

4.2 注入压力对渗吸采油效果的影响

通过改变注入压力研究注入压力对渗吸采油效果的影响,测量不同注入压力下的渗吸采收率效果,实验结果见图 4。

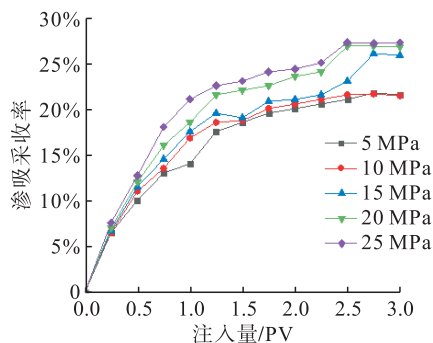


图 4 不同注入压力与渗吸采收率关系图

Fig. 4 Relationship between different injection pressures and imbibition recovery rate

根据实验结果可以看出,注入压力增大,渗吸采收率提高。主要原因为:注入压力增大,渗吸液通过裂缝渗吸进入岩心内部区域更远,导致渗吸液改变岩心孔隙润湿性区域更大,渗吸作用增强,渗吸采收率提高。

4.3 注入量对渗吸采油效果的影响

通过改变注入量研究注入量对渗吸采油效果的影响,测量不同注入量下的渗吸采收率,实验结果见图 5。

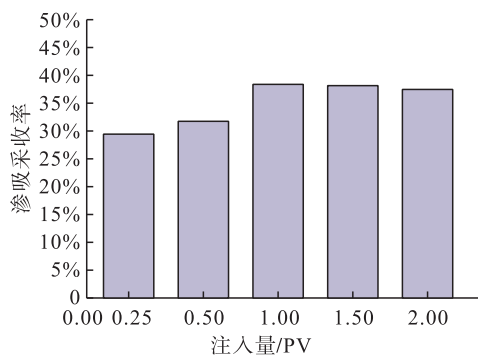


图 5 不同注入量与渗吸采收率关系图

Fig. 5 Relationship between different injection volumes and imbibition recovery rates

通过实验数据可以得出,随着注入量的增大,渗吸采收率不断增大。当注入量达到 1 PV 时,渗吸采收率最大为 37.4%,此后继续增大注入量,渗吸采收率也不会发生明显变化。因此,在实际生产中,应当严格控制注入量,注入过多的表面活性剂溶液并不能提高采收率,反而会延迟施工工期,增加工程成本。

4.4 注入次数对渗吸采油效果的影响

通过改变注入次数对渗吸采油效果的影响。测量不同注入次数下的渗吸采收率,实验结果见图 6。

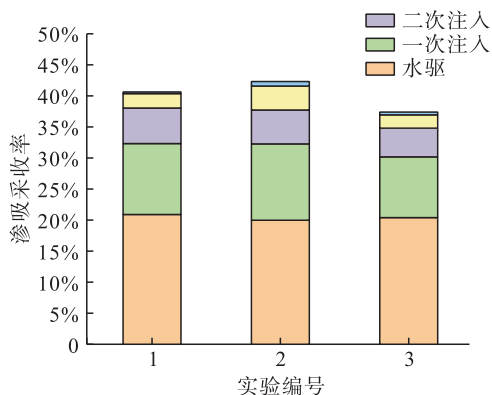


图 6 注入次数与渗吸采收率关系图

Fig. 6 Relationship between injection times and imbibition recovery rate

根据实验结果可以得出,随着注入次数的增加,渗吸采收率不断增大,但是渗吸采收率增幅不断减小。这是由于渗吸液每次注入地层后都会使得岩心中一部分原油在渗吸作用下被驱替出来,随着注入次数的增加,岩心中的含油饱和度不断降低,通过渗吸作用能驱替出的原油也越来越少,当注入次数达到 4 次时,渗吸采收率增幅较小。因此,在实际生产中,应当选择合适的注入次数,这样能够有效缩短渗吸采油时间。

4.5 焖井时间对渗吸采油效果的影响

通过改变焖井时间对渗吸采油效果的影响,测量在不同焖井时间下的动态渗吸效果,实验结果见图 7。

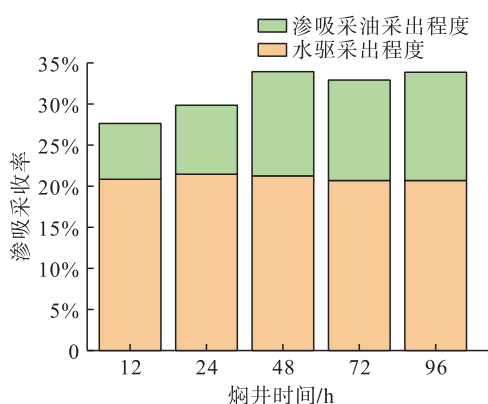


图 7 不同焖井时间与渗吸采收率关系图

Fig. 7 Relationship between different soaking time and imbibition recovery rate

根据实验结果可以得出,随着焖井时间增大,采收率不断增加。当焖井时间达到 48 h 后,焖井时间继续增加,渗吸采收率也不会增大。当焖井时间小于 48 h 时,随着焖井时间增加,油水间渗吸反应时间增大,渗吸采收率不断提高;当焖井时间大于 48 h 时,继续增大渗吸时间,渗吸采收率不会有明显的提高。因此,在实际生产中,应该选择合适的焖井时间。

从图 5~7 可以看出,表面活性剂种类、注入压力、注入量、注入次数、焖井时间对渗吸效果有较大影响。经过实验可以得出在实验室中最优渗吸实验参数为:渗吸剂为 FH-1 阴离子表面活性剂,注入压力为 25 MPa,注入量为 1 PV,注入次数为 4 次,焖井时间大于 48 h。

5 工艺参数优化

为了优化渗吸采油工艺参数,将通过实验得到的渗吸参数与现场施工情况相结合进行渗吸采油工艺参数优化。通过对胜利油田其他区块渗吸采油工艺参数和渗吸效果进行调研,得到的工艺参数和渗吸采油效果见表 2。

根据室内模拟实验结果,结合其他区块施工经验对现场实验工艺参数进行优化。

1) 注入压力。根据以往渗吸采油效果和室内实验结果可以得出,注入压力越大,增产效果越好。在现场试验中要尽量提高注入压力,试验区块的最大注入压力为 30 MPa,所以将现场试验注入压力设为 30 MPa。

2) 注入量。根据室内实验结果可以得出,注入量越大,渗吸采收率越大,注入量超过 1 PV 后采收率不会增加。但是,根据表 2 可以看出,注入量为 1.5 PV 时的增产效果大于 1 PV 时的增产效果。这是由于在施工过程

中,注入流体不能全部进入地层,在注入过程中存在一定的液体损失,导致实际注入地层流体的量小于设计注入量,因此,将现场试验注入量设为 1.5 PV。

3)注入次数。根据以往渗吸采油效果和室内实验

结果可以得出,注入次数为 4 次。

4)焖井时间。根据以往渗吸采油效果和室内实验结果可以得出,注入量超过 48 h 并不会使得增产效果增加,所以将现场试验焖井时间设为 48 h。

表 2 其他区块渗吸采油工艺参数及渗吸效果表

Tab. 2 Process parameters and imbibition effect of imbibition oil recovery in other blocks

井号	注入压力 /MPa	注入量 /PV	焖井时间 /h	注入次数 /次	原产油量 /(t·d ⁻¹)	现产油量 /(t·d ⁻¹)
A-1	24	0.5	72	3	0.7	2.0
A-2	23	0.5	48	4	0.5	2.3
A-3	28	1.5	96	3	0.3	2.5
A-4	27	1.0	72	4	0.6	2.9
A-5	30	1.5	48	4	0.8	4.1

根据室内实验优化出的渗吸采油实验参数结合近几年胜利油田渗吸采油施工方案,最后优化出现场工艺参数为:注入压力为 30 MPa,注入量为 1.5 PV,注入次数为 4 次,焖井时间为 48 h,注入 0.1% 浓度的 FH-1 表面活性剂溶液 400 m³。

6 现场试验

胜利油田 SL-3 区块为特低渗砂岩油藏储层,区块含油面积为 2.9 km²,地质储量为 173.9×10⁴ t,岩心孔隙度平均为 17.1%,渗透率平均为 3.276 mD;油藏地层压力 33.05 MPa,地层温度为 80℃,储层埋深 2 550~2 800 m。

表 3 实施渗吸采油前后油井产能对比表

Tab. 3 Comparison of oil well productivity before and after imbibition production

井号	原产液量 /(t·d ⁻¹)	现产液量 /(t·d ⁻¹)	原产油量 /(t·d ⁻¹)	现产油量 /(t·d ⁻¹)	原含水率	现含水率
M-1	3.2	5.4	0.17	3.37	93.6%	37.5%
M-2	2.7	6.3	0.24	4.26	91.1%	32.4%
M-3	3.6	6.7	0.21	4.68	94.2%	30.1%

该区块进行渗吸采油后,产能明显提高,日产液量提高了 2 倍,日产油量提高了 19 倍,含水率降低了 58.8%,增产效果显著。

7 结论

1)阴离子表面活性剂 FH-1 能够明显降低油水间界面张力,减少润湿角,提高动态渗吸采收率。

2)随着注入压力的增大,渗吸采收率增大;随着注入量的增大,渗吸采收率呈现先增大后减小的趋势;随着注入次数的增加,采收率不断增大,但是增幅不断减小;焖井时间为 48 h 时,渗吸采收率最大。

3)利用工程拟合的方法优化了渗吸采油工艺参数,

从 2017 年 7 月开始,该区块注水时水窜、水淹现象严重,油井含水量不断提升,注水效果越来越差,产能不断降低。截至 2018 年 7 月该区块停止生产时,已开油井 14 口,水井 7 口,平均单井产液量为 3.19 t/d,产油量为 0.20 t/d,含水率达到 92.1%。考虑到该区块渗透率较低,非均质性强,岩心喉道半径小,同时含水率较高,符合渗吸采油条件,从 2019 年 5 月开始对 M-1、M-2、M-3 井实施渗吸采油,至 2019 年 11 月,3 口井的平均产液量恢复到 6.17 t/d,产油量上升到 4.10 t/d,含水率下降至 33.3%,其前后产能对比见表 3。

注入压力为 30 MPa,注入量为 1.5 PV,注入次数为 4 次,焖井时间为 48 h,注入 0.1% 浓度的 FH-1 表面活性剂溶液 400 m³。

4)经过现场应用表明,渗吸采油方法在胜利油田 SL-3 区块特低渗砂岩油藏储层取得了良好的增产效果,日产油量提高了 19 倍,含水率降低了 58.8%,同时发现表面活性剂浓度对采收率影响较大。

参考文献:

[1] 崔鹏兴,刘双双,党海龙.低渗透油藏渗吸作用及其影响因素研究[J].非常规油气,2017,4(1):88-93.

- CUI Pengxing, LIU Shuangshuang, DANG Hailong. Study on imbibition in low permeability reservoirs and its influencing factors [J]. *Unconventional Oil and Gas*, 2017, 4 (1): 88-93.
- [2] 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. The imbibition mechanism and influencing factors of fractured tight sandstone reservoirs: A case study of Chang 8 reservoir in Wuqi area, Ordos Basin [J]. *Oil and Gas Geology and Recovery*, 2016, 23 (4): 102-107.
- [3] Demeulenare G. Development of shale gas & tight oil: Miracle or bubble International [J]. *Journal of Radiation Oncology Biology Physics*, 2013, 78 (3): S717-S718.
- [4] 周万富, 王 鑫, 卢祥国, 等. 致密油储层动态渗吸采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. The effect of dynamic imbibition in tight oil reservoirs and its influencing factors [J]. *Daqing Petroleum Geology and Development*, 2017, 36 (3): 148-155.
- [5] 刘秀婵, 刘 伟, 王 霞, 等. 致密砂岩油藏动态渗吸驱油效果影响因素及应用 [J]. *岩性油气藏*, 2019, 31(5): 1-8.
- LIU Xiuchan, LIU Wei, WANG Xia, et al. Influencing factors and application of dynamic imbibition and oil displacement in tight sandstone reservoirs [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2019, 31 (5): 1-8.
- [6] 谷潇雨, 王朝明, 蒲春生, 等. 裂缝性致密油藏水驱动态渗吸特征实验研究: 以鄂尔多斯盆地富县地区长 8 储层为例 [J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2018, 33(3): 37-43.
- GU Xiaoyu, WANG Chaoming, PU Chunsheng, et al. Experimental study on water-driven imbibition characteristics of fractured tight oil reservoirs: A case study of Chang 8 reservoir in Fuxian area, Ordos Basin [J]. *Journal of Xi'an Petroleum University (Natural Science Edition)*, 2018, 33 (3): 37-43.
- [7] 党海龙, 王小锋, 段 伟, 等. 鄂尔多斯盆地裂缝性低渗透油藏渗吸驱油研究 [J]. *断块油气田*, 2017, 24(5): 687-690.
- DANG Hailong, WANG Xiaofeng, DUAN Wei, et al. Research on imbibition and flooding of fractured low permeability reservoirs in the Ordos Basin [J]. *Fault Block Oil and Gas Fields*, 2017, 24 (5): 687-690.
- [8] 张 星. 低渗透砂岩油藏渗吸规律研究 [M]. 1 版. 北京: 中国石化出版社, 2013: 73-88.
- ZHANG Xing. Study on imbibition law of low permeability sandstone reservoir [M]. 1st ed. Beijing: China Petrochemical Press, 2013: 73-88.
- [9] 苏煌彬, 林冠宇, 韩 悦. 表面活性剂对致密砂岩储层自发渗吸驱油的影响 [J]. *断块油气田*, 2017, 24(5): 691-694.
- SU Huangbin, LIN Guanyu, HAN Yue. Effects of surfactants on spontaneous imbibition and oil displacement in tight sandstone reservoirs [J]. *Fault block oil and gas fields*, 2017, 24 (5): 691-694.
- [10] HOU Baofeng, WANG Yefei, HUANG Yong. Study of Spontaneous Imbibition of Water by Oil-Wet Sandstone Cores Using Different Surfactants [J]. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 2015, 36 (9): 1264-1273.
- [11] LAI Fengpeng, LI Zhiping, WEI Qing, et al. Experimental Investigation of Spontaneous Imbibition in a Tight Reservoir with Nuclear Magnetic Resonance Testing [J]. *Energy Fuels* 2016, 30, 8932-8940.
- [12] 王秀宇, 巨明霜, 杨文胜, 等. 致密油藏动态渗吸排驱规律与机理 [J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(3): 92-98.
- WANG Xiuyu, JU Mingshuang, YANG Wensheng, et al. Law and mechanism of dynamic imbibition and expulsion in tight oil reservoirs [J]. *Oil and Gas Geology and Recovery*, 2019 26 (3): 92-98.
- [13] 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 and application of imbibition in tight sandstone reservoirs [J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2017, 24 (6): 79-83.
- [14] 李蒙蒙, 李 琪, 林加恩, 等. 裂缝性油藏注水井动态渗吸数学模型及特征分析 [J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 34(1): 69-75.
- LI Mengmeng, LI Qi, LIN Jiaen, et al. Mathematical model and characteristic analysis of dynamic imbibition of water injection wells in fractured reservoirs [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2019, 34 (1): 69-75.
- [15] 张振涛, 姜汉桥, 李俊键, 等. 动态毛管力对致密油藏渗吸作用影响 [C] // 2016 油气田勘探与开发国际会议 (2016 IFEDC) 论文集 (下册). 西安, [出版者不详] 2016: 69-77.
- ZHANG Zhentao, JIANG Hanqiao, LI Junjian, et al. Influence of dynamic capillary force on imbibition in tight oil reservoirs [C] // Proceedings of the 2016 International Conference on Oil and Gas Field Exploration and Development (2016 IFEDC) (Volume 2), Xian, [uncertain publisher] 2016: 69-77.
- [16] 王庆国, 王婷婷, 陈 阳, 等. 大庆扶余油层静态渗吸采油效果及其影响因素 [J]. *油田化学*, 2018, 35(2): 308-312.
- WANG Qingguo, WANG Tingting, CHEN Yang, et al. The effect of static imbibition and its influencing factors in Daqing Fuyu oil layer [J]. *Oilfield Chemistry*, 2018, 35 (2): 308-312.

- [13] 伍亚军,马淑芬,张建军,等. 单体复合凝胶在裂缝型油藏侧钻井中的应用[J]. 特种油气藏, 2015, 4(22): 137-139.
WU Yajun, MA Shufen, ZHANG Jianjun, et al. Application of monomer gel in sidetracking of fractured reservoir [J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2015, 4 (22): 137-139.
- [14] 陈 阳. 塔里木油田碳酸盐岩储层系列堵剂筛选与研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2019.
CHEN Yang. Screening and research of series plugging agents for carbonate reservoir in Tahe Oilfield [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2019.
- [15] 赵雅军, 陈 庆, 张 博, 等. 油田化学堵水调剖技术综述[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2014, 34(1): 83.
ZHAO Yajun, CHEN Qing, ZHANG Bo, et al. Summary of Chemical Water Plugging and Profile Control Technology in Oilfield [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2014, 34 (1): 83.
- [16] 吴吉元. 鄂尔多斯盆地红河油田长8 油藏裂缝识别及预测方法[J]. 新疆地质, 2014, 32(3): 351-354.
WU Jiyuan. Fracture identification and prediction method of Chang 8 Reservoir in Honghe Oilfield, Ordos Basin [J]. Xinjiang geology, 2014, 32 (3): 351-354.
- [17] 赵修太, 陈泽华, 陈文雪, 等. 颗粒类调剖堵水剂的研究现状与发展趋势[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(4): 105-112.
ZHAO Xiutai, CHEN Zehua, CHEN Wenxue, et al. Research status and development trend of particle-like profile
- control and water shutoff agent [J]. Petroleum Drilling & Production Technology, 2015, 37 (4): 105-112.
- [18] 闫丰明, 康毅力, 孙 凯, 等. 缝洞型碳酸盐岩储层暂堵性堵漏配方研究[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(1): 47-51.
YAN Fengming, KANG Yili, SUN Kai, et al. The temporary sealing formula for fractured-vuggy carbonate reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40 (1): 47-51.
- [19] 张 利. 高强度油井封堵剂室内研究[J]. 油气田地面工程, 2007, 1(26): 6-8.
ZHANG Li. Laboratory study on high-strength oil well plugging agent [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2007, 1 (26): 6-8.
- [20] 王晓燕, 郭程飞, 杨 涛, 等. 低渗透裂缝性油藏调剖理论模型研制及实验评价[J]. 油田化学, 2017, 34(3): 265-269.
WANG Xiaoyan, GUO Chengfei, YANG Tao, et al. Development and experimental evaluation of profile control theoretical model for low permeability fractured reservoir [J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34 (3): 265-269.
- [21] 中国石化集团胜利石油管理局. 冻胶类堵水调剖剂性能指标及试验方法: Q /SH 10201493—2014[S]. 东营: 胜利石油管理局, 2014.
Sinopec Shengli Petroleum Administration Bureau. Performance index and test method of gel water plugging and profile control agent: Q /SH10201493-2014 [S]. Dongying: Shengli Petroleum Administration Bureau, 2014.



(上接第74页)

- [17] 王海龙, 王小锋, 崔鹏兴, 等. 基于核磁共振技术的低渗透致密砂岩油藏渗吸驱油特征研究[J]. 地球物理学进展, 2020, 35(5): 1759-1769.
- DANG Hailong, WANG Xiaofeng, CUI Pengxing, et al. Research on imbibition and oil displacement characteristics of low permeability tight sandstone reservoirs based on nuclear magnetic resonance technology [J]. Advances in Geophysics, 2020, 35 (5): 1759-1769.
- [18] 王锐, 岳湘安, 尤源, 等. 裂缝性低渗油藏周期注水与渗吸效应实验[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2007(06): 56-59.
- WANG Rui, YUE Xiang'an, YOU Yuan, et al. Experiment of periodic water injection and imbibition effect in fractured low-permeability reservoirs [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2007 (06): 5 6-59.
- [19] 未志杰, 康晓东, 刘玉洋, 等. 致密油藏自渗吸提高采收率影响因素研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2018, 20(2): 39-43.
- WEI Zhijie, KANG Xiaodong, LIU Yuyang, et al. Study on the influencing factors of enhanced oil recovery by self-imbibition in tight oil reservoirs [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Science
- [20] 申哲娜, 王香增, 康宵瑜, 等. 延长油田典型致密油储层渗吸—驱替采油机理定量分析[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(5): 99-103.
- SHEN Zhenan, WANG Xiangzeng, KANG Xiaoyu, et al. Quantitative analysis of imbibition-displacement oil recovery mechanism of typical tight oil reservoirs in Yanchang Oilfield [J]. Oil and Gas Geology and Recovery, 2018, 25 (5): 99-103.
- [21] 杨柳, 曹金栋, 赵逸清, 等. 盐间页岩盐离子扩散对自发渗吸驱油的影响——以潜江凹陷潜江组页岩为例[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(4): 1386-1393.
- YANG Liu, CAO Jindong, ZHAO Yiqing, et al. Influence of salt ion diffusion in inter-salt shale on spontaneous imbibition and oil displacement: Taking the shale of Qianjiang Formation in Qianjiang Sag as an example [J]. Engineering, 2020, 20 (4): 1386-1393.
- [22] 曾德尚, 陈新阳, 裴向阳, 等. 致密砂岩裂缝油藏渗吸机理及规律研究进展[J]. 辽宁化工, 2020, 49(11): 1433-1437.
- ZENG Deshang, CHEN Xinyang, PEI Xiangyang, et al. Research progress on imbibition mechanism and laws of tight sandstone fractured reservoirs [J]. Liaoning Chemical Industry, 2020, 49 (11): 1433-1437.