

海上油田水驱后剩余油分布规律及二元驱动用潜力

袁伟峰¹, 侯吉瑞^{1*}, 刘洋¹, 肖立晓¹, 闻宇晨², 曹程程³

1 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249

2 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

3 华北油田第三采油厂工程技术研究所, 河间 062450

* 通信作者, houjirui@cup.edu.cn

收稿日期: 2024-07-17; 修回时间: 2024-09-16

摘要 海上S油田水驱开发已进入高含水阶段, 但仍存在大量剩余油, 进一步提高采收率的潜力和方向未知。通过高倍数水驱实验对S油田在典型渗透率和原油黏度下的极限驱油效率进行评价, 明确S油田水驱高含水期提高采收率潜力; 并利用在线核磁共振测试, 揭示S油田高含水期剩余油分布规律; 其次, 通过高倍数水驱和核磁共振驱油实验, 探究S油田水驱后二元驱极限驱油效率和动用剩余油规律, 明确水驱后二元驱提高采收率潜力。研究表明, S油田水驱后提高采收率潜力较大; 高倍数水驱极限驱油效率最高达75.2%, 相比高含水期, 提高17.6~25.8个百分点; 高含水期剩余油主要分布在半径大于10 μm 和1~10 μm 的孔隙中, 分别占32.4%~55.1%和35.1%~47.7%。注入二元体系后, 降水增油效果显著, 极限驱油效率提高至84.8%, 相比高含水期, 提高33个百分点, 且后续水驱仅需不到2 PV。二元体系通过提高波及体积和洗油效率, 能够有效动用不同大小孔隙中的剩余油。海上S油田水驱后二元驱能够有效提高采收率, 且显著降低开发时间成本。

关键词 高倍数水驱; 核磁共振; 剩余油分布; 提高采收率潜力; 二元驱

中图分类号: TE53; P618.13

Residual oil distribution pattern and binary flooding utilization potential of offshore oilfields after waterflooding

YUAN Weifeng¹, HOU Jirui¹, LIU Yang¹, XIAO Lixiao¹, WEN Yuchen², CAO Chengcheng³

1 Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Research Institute of Petroleum Exploration and Development, petrochina, Beijing 100083, China

3 Engineering Technology Research Institute of the third Oil Production plant of North China Oilfield, Hejian 062450, China

Received: 2024-07-17; Revised: 2024-09-16

Abstract The offshore S oilfield has entered a high water cut development stage, yet a significant amount of residual oil remains, indicating potential for further enhanced oil recovery. This study evaluates the ultimate oil displacement efficiency of the S oilfield under typical permeability and crude oil viscosity conditions through high multiple waterflooding experiments,

引用格式: 袁伟峰, 侯吉瑞, 刘洋, 肖立晓, 闻宇晨, 曹程程. 海上油田水驱后剩余油分布规律及二元驱动用潜力. 石油科学通报, 2025, 10(01): 133-143

YUAN Weifeng, HOU Jirui, LIU Yang, XIAO Lixiao, WEN Yuchen, CAO Chengcheng. Residual oil distribution pattern and binary flooding utilization potential of offshore oilfields after waterflooding. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(01): 133-143. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.003

thus clarifying the EOR potential during this period. Using online nuclear magnetic resonance testing, the distribution pattern of residual oil during the high water cut stage is revealed. Additionally, by conducting high multiple waterflooding and online nuclear magnetic resonance displacement experiments, the study investigates the ultimate oil displacement efficiency and the mobilization pattern of residual oil in the offshore S oilfield after waterflooding, thereby determining the EOR potential with binary flooding post-waterflooding. The research indicates significant potential for enhancing oil recovery after water flooding in the offshore S oilfield. The ultimate oil displacement efficiency with high multiple water flooding reaches up to 75.2%, which is 17.6 to 25.8 percentage points higher compared to the high water cut stage. During the high water cut stage, residual oil is mainly distributed in pores with radius $>10\ \mu\text{m}$ and $1\sim 10\ \mu\text{m}$, accounting for 32.4%~55.1% and 35.1%~47.7%, respectively. After injecting the binary system, the water cut decreases, and oil production increases significantly, with the ultimate oil displacement efficiency rising to 84.8%, an increase of 33 percentage points, requiring less than 2 PV of subsequent water flooding. The binary system effectively mobilizes residual oil in pores of different sizes by increasing sweep volume and oil displacement efficiency. Therefore, binary flooding after water flooding in the offshore S oilfield can effectively enhance oil recovery and significantly reduce development time costs.

Keywords high multiple waterflooding; nuclear magnetic resonance; residual oil distribution; enhanced oil recovery potential; binary flooding

DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.003

0 引言

2023年我国原油对外依存度为72.9%^[1],石油能源安全仍面临着日益严峻的挑战。2023年我国海洋油气产量有望再创新高,原油产量6220万t,连续4年占全国原油产量增量的60%以上,海上油田已经成为中国原油产量的主力军^[2]。水驱开发是我国海上油田最为常用的开发方式,但伴随着长期高速注水开发,海上老油田已逐渐进入高含水开发阶段^[3]。开展控水增油,实施提高采收率技术是海上油田迫切的需求,也是保持海上原油产量稳定和增长的重中之重。

对比我国陆相沉积油田高含水期提高采收率技术,水驱后高含水油田相继实施了化学驱^[4-6]、热采^[7-8]和气驱^[9-10]等成熟的提高采收率技术,以及微生物驱^[11-12]、智能纳米流体驱^[13-15]和微乳液驱^[16-17]等前沿提高采收率技术。其中,化学驱是我国三次采油应用中最为成熟和有效的提高采收率技术^[18-19],也是海上油田高含水期大幅提高采收率的有效接替技术,但受限于海上油田的油藏条件与开发平台,限制了化学驱的应用^[20]。中国海油经过多年攻坚克难,创新研发了适用于海上油田特点的疏水缔合聚合物AP-P4^[21],在渤海S、L和J油田相继开展了矿场试验,取得了明显的降水增油效果^[22]。但聚驱后仍存在大量剩余油,且剩余油分布更加复杂,开采难度更大^[23]。三元复合驱在水驱或聚驱后提高采收率效果显著^[24],但由于碱的存在,会面临着碱结垢和产出液破乳严重困难等问题^[25],在目前的技术条件下,三元复合驱并不适用于海上油田。二元驱体系中,由于聚合物和表面活性剂的协同作用,能够有效动用水驱后剩余油。皮彦

夫^[26]针对海上非均质厚油层,开展了二元驱室内研究,结果表明,注入0.3 PV二元体系,可提高采收率19.3个百分点。杨二龙等人^[27]开展了绥中36-1聚驱后二元驱注入时机与注入方式优化实验研究,实验表明,聚驱后进行0.3 PV二元驱可提高采收率19个百分点,且转注二元体系越早越有利于提高采收率。渤海J油田于2007年10月开展注聚试验,在2011年2月转为聚表二元驱,取得了较好的增油降水效果,截止2018年,提高采收率6.3个百分点^[22]。室内实验和矿场试验结果表明,海上油田在水驱高含水期更适合直接转注二元驱,有望进行推广应用,但缺乏注入介质动用剩余油规律研究。

海上油田因其特殊的开发方式,通过大幅提液的方式对储层进行高倍数水驱冲刷,在近井地带水驱倍数可达上千倍。因此,常规岩心驱油实验难以准确评价海上油田在高含水期的提高采收率潜力,需开展高倍数水驱油实验^[28-29]。罗宪波等^[30]针对渤海典型油田疏松砂岩,开展500~2000 PV高倍数水驱油实验,结果表明,水驱油效率随着驱替倍数增加而逐渐提高,高含水期是稠油开发的重要阶段。李金宜等^[31]围绕着渤海底水稠油油藏特高含水阶段剩余油挖潜机理不清的难题,开展了2000 PV高倍数水驱油效率评价实验,研究表明,普2类稠油在100~1000 PV高倍数水驱阶段驱油效率可大幅提高,极限驱油效率为72.5%。研究表明,高倍数水驱油实验更适用于评价海上油田高含水期提高采收率潜力。然而,现有文献主要针对海上油田水驱开展单一高倍数水驱实验,尚未开展二元驱后高倍数水驱油效率评价实验,而文献中常规驱替倍数的驱油实验可能无法准确评价二元驱提高采收率

潜力。

为进一步有效挖潜典型海上老油田水驱高含水期剩余油,以S油田为代表,认清剩余油分布规律,是提高采收率的必要前提。海上油田的开发特点和油藏特征,与陆上油田存在着明显的差异,针对海上油田水驱高含水期微观剩余油分布研究较少。其次,海上S油田水驱高含水期转二元体系动用剩余油规律认识不清,亟需明确S油田水驱后剩余油分布规律及二元驱动用规律。因此,本文针对海上S油田水驱开发进入高含水阶段,进一步提高采收率的潜力和方向未知,以及剩余油分布规律与二元驱动用规律认识不清的问题。首先,通过高倍数(2000 PV)水驱实验对海上S油田在不同渗透率和原油黏度下的水驱极限驱油效率进行评价,明确海上S油田水驱后提高采收率潜力;并在线核磁共振驱油实验,明确S油田不同原油黏度下水驱后剩余油分布规律;最后,通过高倍数水驱和在线核磁共振驱油实验,探究S油田水驱后二元驱

极限驱油效率和动用剩余油规律,明确水驱后二元驱提高采收率潜力及动用剩余油规律。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

海上S油田天然岩心,渗透率分别为2000和3000 mD左右,基本物性参数见表1;实验用油为地层原油和煤油复配,黏度分别为45 mPa·s、86 mPa·s和290 mPa·s(65 °C);实验用水为模拟地层水,矿化度为6864 mg/L,主要离子浓度(mg/L):Na⁺+K⁺2229、Mg²⁺12、Ca²⁺40、Cl⁻1684、SO₄²⁻346、HCO₃⁻2355、CO₃²⁻198;二元体系中,聚合物为疏水缔合聚合物AP-P4,浓度为1500 mg/L;表面活性剂体系(由脂肽类生物表面活性剂为主剂,石油磺酸钠为辅剂复配而成,比例为1:1),质量浓度为0.3%。实验用药剂和仪器见表2。

表1 岩心基本物性及实验方案

Table 1 Basic physical properties of core and experimental scheme

实验内容	岩心编号	直径/cm	长度/cm	孔隙度/%	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	原油黏度/(mPa·s)	注入介质
极限驱油实验	2000-1	2.47	5.12	36.5	1981	45	模拟地层水
	2000-2	2.48	4.97	37.2	1976	86	
	2000-3	2.48	5.15	36.4	2038	290	
	3000-1	2.49	5.20	38.5	2955	45	模拟地层水+二元
	3000-2	2.47	5.02	38.7	3073	86	
	3000-3	2.52	4.98	39.1	3051	290	
	3000-4	2.47	5.05	38.9	3015	86	
在线核磁共振驱油实验	3000-5	2.51	4.94	38.3	3036	45	模拟地层水(重水)
	3000-6	2.48	5.13	38.5	3027	86	
	3000-7	2.50	5.15	37.9	3064	290	模拟地层水+二元(重水)
	3000-8	2.46	4.98	38.4	3058	86	

表2 实验药剂与仪器

Table 2 Experimental reagents and instruments

名称	规格/型号	生产厂家
疏水缔合聚合物 AP-P4	90%	四川光亚科技股份有限公司
脂肽类生物表面活性剂	—	油田提供
石油磺酸钠	50%	上海麦克林生化科技股份有限公司
去离子水	—	实验室自制
重水	99.8%	上海迈瑞尔生化科技有限公司
高温高压岩心驱替实验设备	HW-II型	江苏海安石油科研设备公司
高精度柱塞泵	100DX	美国 Teledyne Isco 公司
核磁共振岩心驱替分析系统	MesoMR12-060H-I	苏州纽迈分析仪器股份有限公司

1.2 实验方法

(1) 极限驱油实验方法

①岩心洗油、烘干,基本参数测量;抽真空,饱和模拟地层水。

②饱和实验用油,并老化一周。

③以恒定注入速度 0.3 mL/min,进行水驱油实验,实验温度为 65 °C,见水初期,加密记录,随着出油量下降,逐渐增大记录间隔。

④水驱极限驱油实验,在第③步中,直至水驱 2000 PV时,停止实验。

⑤水驱后二元驱极限驱油效率实验,在第③步中水驱至含水率达到 98%时,转注 0.3 PV 的二元体系,继续后续水驱,当累计注入体积达 2000 PV时,结束实验。

不同渗透率和原油黏度条件下(表 1),重复上述实验步骤。

(2) 在线核磁共振驱油实验方法

水驱在线核磁共振驱油实验方法同上述步骤①~③,区别在于使用由重水配制的模拟地层水,水驱至高含水期(含水率为 98%)结束,并在驱替过程中测试核磁共振 T_2 谱。二元驱实验中,在水驱高含水期,转注 0.3 PV 二元体系(重水配制),后续水驱至高含水期(含水率为 98%),并在驱替过程中测试核磁共振 T_2 谱。

2 结果与讨论

2.1 水驱后高含水期提高采收率潜力

海上油田以高倍数、高速注水开发为主,导致注

水开发过程中,含水上升较快,进入高含水期时,仍存在大量剩余油,具有较大的开发潜力,亟需明确。选取海上 S 油田具有代表性渗透率的天然岩心和不同黏度的原油,开展高倍数(2000 PV)水驱油实验,评价海上 S 油田水驱后极限驱油效率,明确海上 S 油田水驱后高含水期提高采收率潜力。

2.1.1 原油黏度对高倍数水驱极限驱油效率的影响

图 1 为海上 S 油田不同渗透率和原油黏度下水驱油效率随注入体积变化图。由图 1 可知,当水驱进入高含水期后(2 PV 左右),继续水驱,驱油效率在一定时间段内仍能保持较快的增长幅度,后期逐渐减缓,最终趋于平衡,表明水驱高含水期时仍具有较大的挖潜潜力。当水驱至 2000 PV 时,渗透率为 3000 mD,原油黏度为 45 mPa·s、86 mPa·s 和 290 mPa·s 的极限驱油效率分别为 75.2%、73.2% 和 69.9%。由于油水黏度比的影响,高倍数水驱极限驱油效率随原油黏度增加而降低。但是,在高倍数水驱过程中,驱油效率提升幅度随原油黏度增加而增加,见图 2。

由图 2 可知,水驱开发过程中,在不同渗透率下,驱油效率均随原油黏度的增加而降低。当水驱至高含水期(含水 98%)时,渗透率为 3000 mD,原油黏度为 45 mPa·s、86 mPa·s 和 290 mPa·s 的驱油效率分别为 57.6%、53.4% 和 44.1%;渗透率为 2000 mD 时,驱油效率分别为 51.1%、49.3% 和 41.2%。这是因为在渗透率一定时,油水黏度比越大,原油流动阻力越大,毛管数越小,且水驱前缘易发生指进现象,水驱油非活塞性越强,导致驱油效率降低^[32]。

由图 1 和图 2 可知,高倍数水驱结束时,相比高含水期,渗透率为 3000 mD 时,原油黏度为 45 mPa·s、86 mPa·s 和 290 mPa·s 的驱油效率分别提

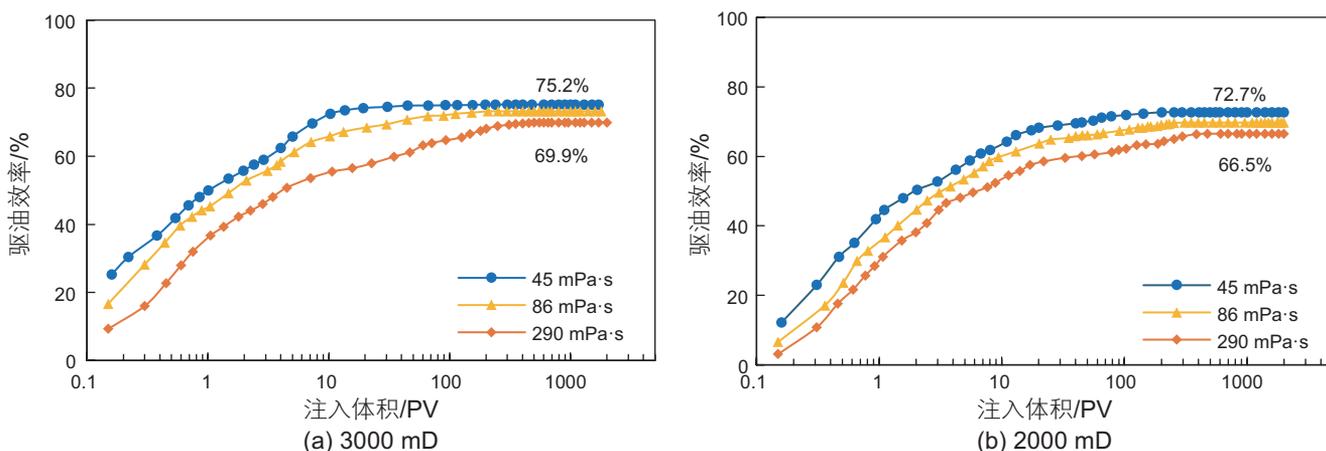


图 1 不同渗透率和原油黏度下水驱油效率随注入体积变化

Fig. 1 Displacement efficiency changes with injection volume under different permeability and viscosity of crude oil

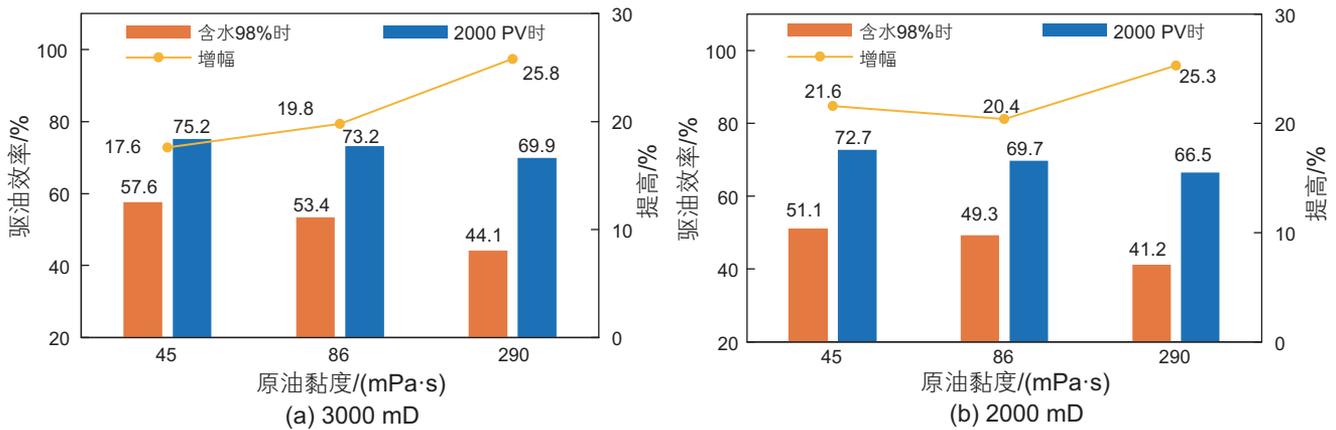


图2 不同渗透率下驱油效率随原油黏度的变化

Fig. 2 Changes of displacement efficiency with crude oil viscosity under different permeability

高17.6、19.8和25.8个百分点。同样，在渗透率为2000 mD，高倍数水驱结束时驱油效率分别为72.7%、69.7%和66.5%，分别提高21.6、20.4和25.3个百分点，即高黏原油油藏在高倍数水驱情况下能够得到有效动用，驱油效率提升幅度较大。高倍数水驱油实验表明，海上S油田水驱进入高含水期，仍有较大的开发潜力，可再提高17.6~25.8个百分点。

2.1.2 渗透率对高倍数水驱极限驱油效率的影响

渗透率对驱油效率也存在一定的影响。由图1和图2可知，在相同原油黏度下，高含水时期驱油效率和极限驱油效率随渗透率增加而增加。在原油黏度为45 mPa·s下，当渗透率为2000 mD时，高含水期和高倍数水驱结束时的驱油效率分别为51.1%和72.7%；渗透率为3000 mD时，分别为57.6%和75.2%；增加幅度分别为6.5和2.5个百分点。在原油黏度为86 mPa·s下，增加幅度分别为4.1和3.5个百分点。原油黏度为290 mPa·s下，增幅分别为2.9和3.4个百分点。结果表明，原油黏度和渗透率共同决定了驱油效率，在高含水期时，渗透率对驱油效率影响随着原油黏度增加而减弱，增幅由6.5%降低至2.9%；而在高倍数水驱阶段，渗透率对不同原油黏度的驱油效率影响基本一致，增幅在2.5%~3.4%。毛细管数是决定驱油效率的重要参数之一^[33]，定义为黏滞力与毛细管力的无量纲比值^[34]， $N_c = \frac{\mu_w V_w}{\sigma \cos \theta}$ 。Abrams^[35]基于不同原油黏度的岩心驱油实验结果(0.4~37.0 mPa·s)，考虑油水黏度比的影响，对毛细管数公式进行修正得到：

$$N_{Ca} = \frac{\mu_w V_w}{\sigma \cos \theta} \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right)^{0.4}$$

Arab等人^[36]进一步修正了毛细

管数公式，并考虑了岩心孔隙度和渗透率的影响，且公式适用的原油黏度高达15000 mPa·s，见式(1)。

$$N_{Ca} = \left(\frac{\mu_w V_w}{\sigma \cos \theta} \right)^{0.26} \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right)^{0.50} \left(\frac{K}{LD} \right)^{0.18} \quad (1)$$

式中， μ_w 和 V_w 分别为水的黏度和速度， θ 为接触角， σ 为油水界面张力， μ_o 为原油的黏度， K 、 L 和 D 分别为岩心的渗透率、长度和直径。

由公式(1)可知，毛细管数与油水黏度比密切相关。渗透率一定时，随着原油黏度的增加，毛细管数逐渐降低，从而导致驱油效率降低。不同实验条件下的毛细管数与驱油效率值，见表3。

由表3可知，当渗透率为2000 mD时，原油黏度由45 mPa·s增加至290 mPa·s，其对应的毛细管数由 9.76×10^{-5} 降低至 3.86×10^{-5} ，且驱油效率显著降低。当渗透率为3000 mD时，其变化趋势一致。此外，随着原油黏度增加，水驱油更容易发生黏性指进，导致驱油效率降低。其次，渗透率对毛细管数有一定的影响；增大渗透率会使毛细管力减小，体现为毛细管数增加；毛细管数越大，则毛细管力相对于黏滞力的重要性越弱，驱油效率越高。由表3可知，当原油黏度为45 mPa·s时，渗透率由2000 mD增加至3000 mD，毛细管数则由 9.76×10^{-5} 增加至 1.05×10^{-4} ，且驱油效率有一定提升。此外，由公式(1)可知，与油水黏度相比，渗透率对毛细管数的影响相对较弱，渗透率增大会使毛细管数增加，但其增加幅度随着原油黏度增加而逐渐降低。由表3可知，原油黏度由45 mPa·s增加至290 mPa·s时，渗透率增加引起的毛细管数增加幅度由 0.74×10^{-5} 降低至 0.32×10^{-5} 。因此，渗透率对驱油效率的影响随着原油黏度增加而减弱。

2.2 水驱后高含水期剩余油分布规律

高倍数水驱实验结果表明, S油田水驱高含水期仍具有较高的开发潜力。为进一步明确水驱高含水期剩余油分布规律, 选取渗透率为 3000 mD 的天然岩心和不同黏度原油, 开展在线核磁共振驱油实验, 探究水驱后高含水期剩余油分布规律。

核磁共振 T_2 谱曲线中, 弛豫时间反映了岩心中孔隙的大小, 对应的信号幅度反映了孔隙中的含油量情况^[14]。根据岩心孔隙半径与核磁共振弛豫时间的关系^[29, 37-39] ($T_2 = \frac{1}{\rho_2 F_s} r = C \times r$, 式中, T_2 为弛豫时间, ms; r 为孔隙半径, μm ; ρ_2 为表面弛豫率, $\mu\text{m}/\text{ms}$; F_s 为孔隙形状因子, 无量纲; C 为转换系数, $\text{ms}/\mu\text{m}$), 通过拟合岩心压汞曲线与核磁共振 T_2 谱曲线, 得到转换系数 C 为 2.5 $\text{ms}/\mu\text{m}$, 从而将弛豫时间转换为岩心孔隙半径大小。不同原油黏度下, 水驱油过程中核磁共振 T_2 谱曲线见图 3。

由图 3 可知, 水驱油过程中, 随着注水 PV 数增加, T_2 谱曲线信号幅度逐渐下降。注入水主要动用孔隙半径 $>10 \mu\text{m}$ 的大孔中原油, 其次是孔隙半径 $1\sim 10 \mu\text{m}$ 的中孔和 $0.1\sim 1 \mu\text{m}$ 的小孔, 而孔隙半径小于 $0.1 \mu\text{m}$ 的微孔几乎未得到动用。随着原油黏度增加, 初始饱和油与水驱结束时 T_2 谱曲线之间的信号差值逐渐减小, 也说明了水驱油效率随原油黏度增加而减小。其次, 随着原油黏度增加, 流动阻力增加, 而小孔中流动阻力则更大, 导致孔隙半径 $0.1\sim 1 \mu\text{m}$ 的小孔动用程度逐渐降低, 由图 3c 可知, 原油黏度增加至 $290 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时, 小孔的信号幅度在水驱过程中变化幅度明显降低。

不同大小孔隙中剩余油分布占比情况见图 4。由图 4 可知, 水驱至高含水期, 剩余油主要分布在孔隙半径 $>10 \mu\text{m}$ 的大孔和 $1\sim 10 \mu\text{m}$ 的中孔中, 其次是 $0.1\sim 1 \mu\text{m}$ 的小孔。原油黏度为 $45 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 和 $86 \text{ mPa}\cdot\text{s}$

时, 水驱至高含水期剩余油分布规律基本一致, 剩余油主要分布在半径 $>10 \mu\text{m}$ 的大孔, 分别占 55.1% 和 45.6%; 其次是 $1\sim 10 \mu\text{m}$ 的中孔中, 分别占 35.1% 和 35.3%, $0.1\sim 1 \mu\text{m}$ 的小孔中剩余油分别占 9.7% 和 19.1%。然而, 当原油黏度增加至 $290 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时, 剩余油分布规律表现出一定的差异, 剩余油主要集中在 $1\sim 10 \mu\text{m}$ 的中孔中, 占 47.7%; 其次是 $>10 \mu\text{m}$ 的大孔, 占 32.4%; 这种差异主要是由于高黏度原油导致水驱过程中流动阻力显著增加, 特别是在小孔中, 水驱油的难度更大, 因而中孔和小孔中的原油动用程度降低。在高黏原油条件下, 注入水主要驱替大孔中原油; 此外, 由于油水黏度比的增加, 水驱过程中易发生黏性指进现象, 进一步降低水驱油效率。其次, 由图 4 可知, 随着原油黏度的增加, $0.1\sim 1 \mu\text{m}$ 的小孔中剩余油分布占比明显提升, 由 9.7% 增加至 19.9%, 这表明小孔中剩余油挖潜潜力增加。

由 2.1 节可知, 在水驱高含水期后, 继续进行高倍数水驱实验, 仍能提高驱油效率。但是由于注入水缺乏流量控制作用和提高洗油效率的能力, 故在高倍数水驱阶段, 注入水主要依靠持续冲刷作用缓慢启动优势通道中的剩余油。因此, 高倍数水驱油效率表现为缓慢上升的趋势。基于水驱后剩余油分布规律, 为进一步高效挖潜剩余油, 首先应提高波及体积, 尤其是在高黏原油条件下, 从而进一步启动 $1\sim 10 \mu\text{m}$ 的中孔和 $0.1\sim 1 \mu\text{m}$ 小孔中的剩余油; 同时, 再通过提高洗油效率, 可以显著提高中孔和小孔中原油的动用程度, 并进一步提高大孔中的驱油效率。因此, 建议后续注入介质应选择同时具有提高波及体积和洗油效率的二元体系。

2.3 水驱后二元驱提高采收率潜力

2.3.1 水驱后二元驱极限驱油效率

针对水驱后二元驱提采收率潜力未知的问题, 首先开展水驱后二元驱极限驱油效率评价实验。结合 S

表 3 不同条件下毛管数及驱油效率值

Table 3 Capillary number and displacement efficiency under different conditions

渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	原油黏度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$	毛细管数 N_{ca}	高含水期驱油效率/%	极限驱油效率/%
2000	45	9.76×10^{-5}	51.1	72.7
	86	7.09×10^{-5}	49.3	69.7
	290	3.86×10^{-5}	41.2	66.5
3000	45	1.05×10^{-4}	57.6	75.2
	86	7.70×10^{-5}	53.4	73.2
	290	4.18×10^{-5}	44.1	69.9

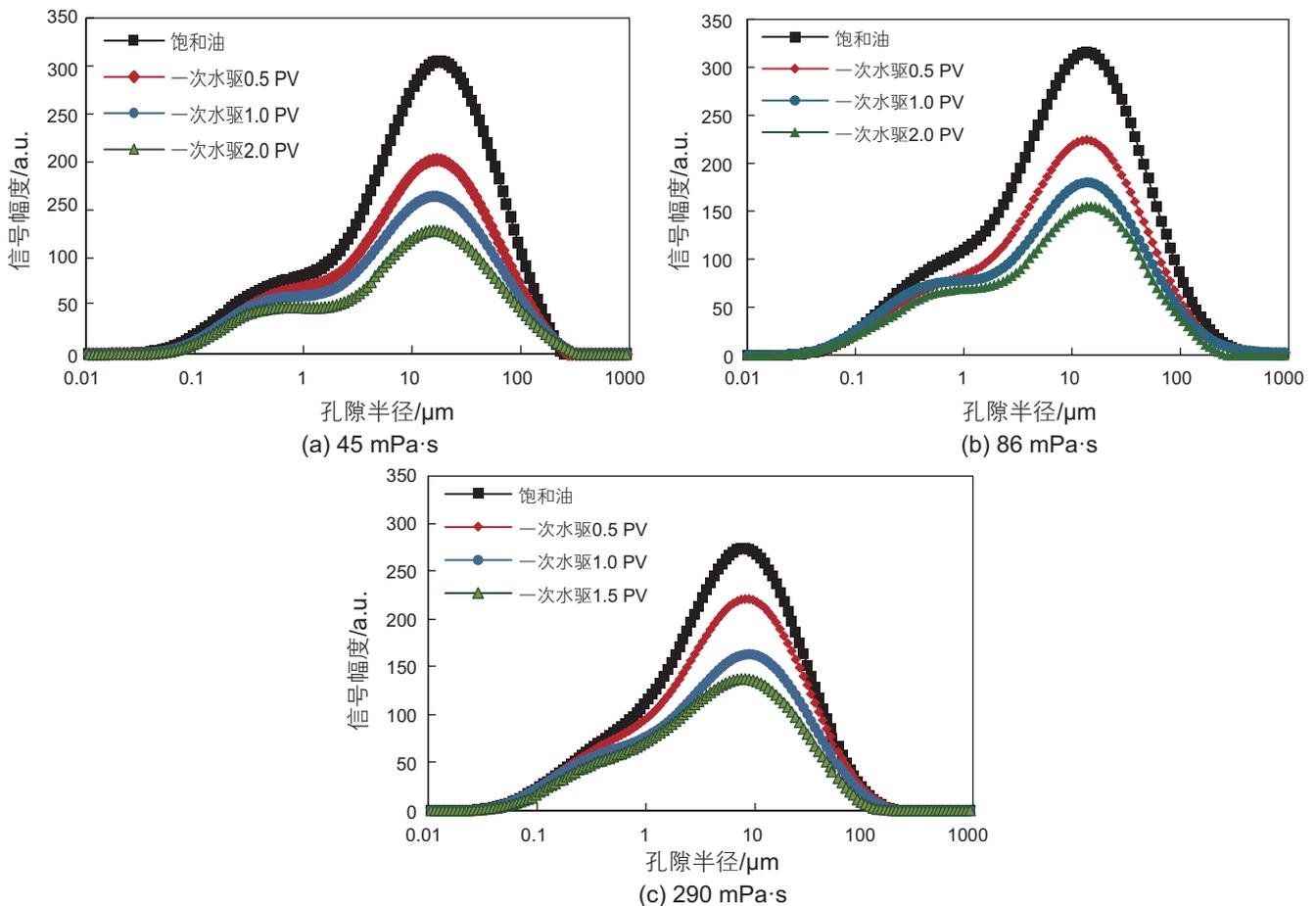
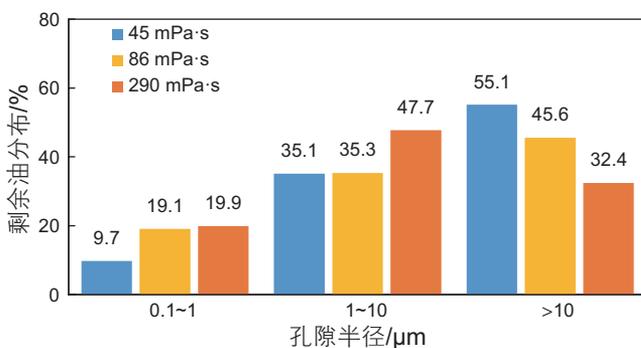
图3 水驱油在线核磁共振 T_2 谱曲线Fig. 3 Online NMR T_2 spectrum curve of waterflooding

图4 不同原油黏度下水驱后高含水期剩余油分布规律

Fig. 4 Distribution law of remaining oil in high water cut period after waterflooding with different crude viscosity

油田特点和开发历史, 选取渗透率为 3000 mD 的天然岩心和黏度为 86 mPa·s 的原油, 开展实验。水驱后二元驱的驱油效率随注入体积变化情况见图 5。由图可知, 一次水驱阶段, 含水率快速上升, 在含水率为 98% 时, 驱油效率为 51.6%。注入 0.3 PV 聚合物/表面活性剂的二元体系, 含水率显著下降, 降水增油效果明显。当累计注入体积仅 3.8 PV 时, 驱油效率

变化曲线便产生拐点, 对应驱油效率为 82.75%, 这与水驱极限驱油实验中驱油效率缓慢上升的趋势, 存在明显的差异。水驱后二元驱极限驱油效率为 84.8%, 对比措施前高含水期, 驱油效率提高 33.2 个百分点, 提高采收率潜力显著; 相比 2.1 节中水驱极限驱油效率 73.2%, 二元驱后极限驱油效率提升 11.6 个百分点。其次, 虽然单一水驱在后续高倍数注水阶段, 驱油效率可再次提升 19.8 个百分点, 但需要注水 PV 数达到 100~200 PV; 而水驱后二元驱, 则在较小 PV 数 (后续水驱 1.5 PV, 累计 3.8 PV) 下便趋近于最终的极限驱油效率值, 显著缩短了开发时间, 降低开采时间成本。

实验结果表明, S 油田水驱至高含水期转注二元驱提高采收率潜力巨大, 提高 33.2 个百分点; 且注入二元体系 0.3 PV 后, 后续水驱仅需 1.5 PV, 驱油效率便接近极限值, 显著降低了开发时间。

2.3.2 二元驱动用剩余油规律

为进一步明确二元体系提高采收率潜力及作用机理, 开展二元驱在线核磁共振驱油实验。图 6 为一次

水驱、二元驱及后续水驱过程中核磁共振 T_2 谱曲线变化图；由图可知，水驱过程中， T_2 谱曲线的信号幅度整体下降，主要动用半径 1~100 μm 中、大孔隙中的原油，一次水驱采收率为 48.1%；注入 0.3 PV 的二元体系后，由于聚合物和表面活性剂的协同作用，不同大小孔隙中的原油信号幅度显著下降，这表明水驱后剩余油得到了有效的动用。由图 6 可知，由于聚合物的流度控制作用，波及效率提高，注入流体有效波及到 1~10 μm 中孔和 0.1~1 μm 小孔中的剩余油；同时在表面活性剂提高洗油效率的协同作用下，与一次水驱结束时相比，半径 >10 μm 的大孔和 1~10 μm 的中孔的信号幅度显著下降，且 0.1~1 μm 小孔也出现了明显下降。后续水驱过程中， T_2 谱曲线的信号幅度整体显著下降，采收率由 48.1% 提高至 82.7%，提高 34.6 个百分点，表明二元驱及后续水驱阶段提高采收率效果显著，水驱后剩余油得到整体动用。

通过统计驱替过程中不同大小孔隙中剩余油分布变化情况，见图 7，进而明确二元体系动用不同

大小孔隙中剩余油规律。由图可知，岩心初始饱和油主要分布在半径 >10 μm 的孔隙中，占 48.8%；其次为 1~10 μm 和 0.1~1 μm ，分别占 37.1% 和 14.1%。一次水驱结束时，原油在不同大小孔隙中 (>10 μm 、1~10 μm 和 0.1~1 μm) 的占比分别降低至 23.5%、18.2% 和 9.8%。一次水驱阶段，由于岩心高孔高渗，水驱油难度相对较低，各孔隙中原油能够得到一定动用，大孔和中孔的水驱动用程度分别为 51.9% 和 50.9%，但 0.1~1 μm 小孔中原油的动用程度明显相对较低，为 30.3%。

注入 0.3 PV 二元体系，后续水驱结束时，半径 >10 μm 、1~10 μm 和 0.1~1 μm 孔隙中剩余油占比分别降低至 6.2%、6.7% 和 4.0%。在聚合物和表面活性剂协同作用下，二元体系有效动用 S 油田水驱后不同大小孔隙中的剩余油，动用程度显著提升。而且，能够有效动用 0.1~1 μm 小孔中剩余油，动用程度由 30.3% (一次水驱) 显著提高至 71.4%。表明二元体系中聚合物具有较好的流度控制作用，提高波及体积，同

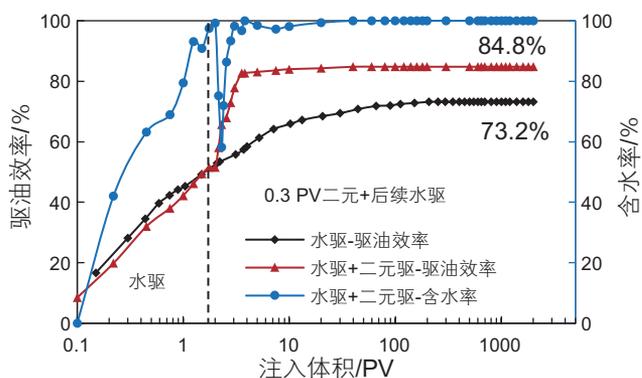


图 5 水驱后二元驱油效率随注入体积变化
Fig. 5 Change of binary oil displacement efficiency with injection volume after water flooding

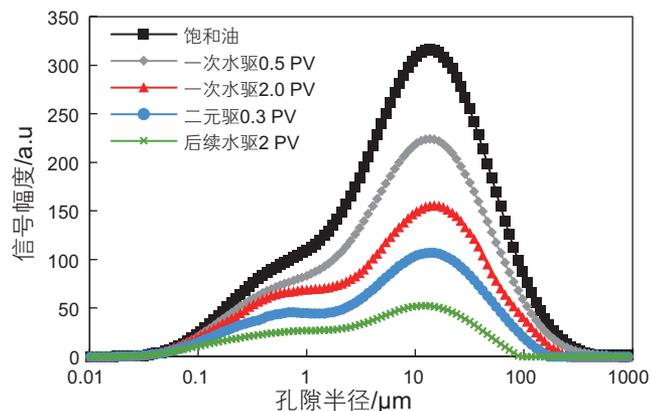


图 6 水驱后二元驱在线核磁共振 T_2 谱曲线
Fig. 6 Online NMR T_2 spectral curve of binary flooding after water flooding

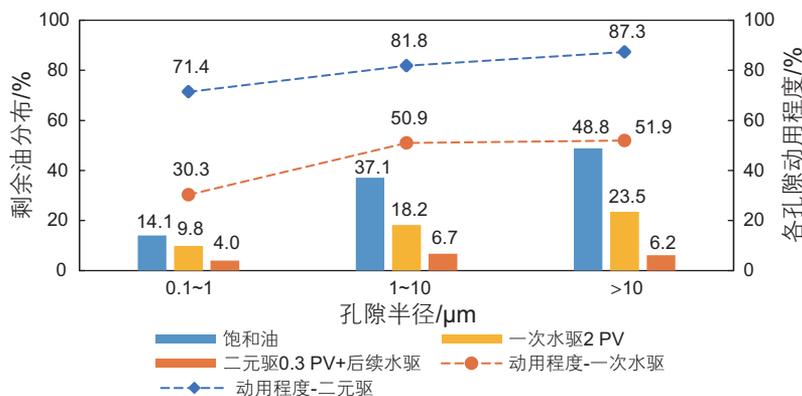


图 7 不同大小孔隙中剩余油分布规律及动用程度
Fig. 7 Distribution pattern and utilization degree of remaining oil in pores of different sizes

时在表面活性剂降低界面张力和乳化原油作用下,提高洗油效率,从而提高采收率。

3 结论

1)海上S油田水驱高含水期仍具有较高的开发潜力,驱油效率可提高17.6~25.8个百分点,极限驱油效率最高达75.2%。与渗透率相比,原油黏度对驱油效率的影响更显著;高黏原油在高倍数水驱阶段,驱油效率得到显著提升。水驱高含水期剩余油主要分布在半径大于 $>10\ \mu\text{m}$ 和 $1\sim 10\ \mu\text{m}$ 的孔隙中,分别占

32.4%~55.1%和35.1%~47.7%; $0.1\sim 1\ \mu\text{m}$ 小孔中原油动用程度相对较低,为30.3%。

2)S油田水驱后二元驱提高采收率潜力较大,且显著降低开发时间成本。高含水期注入二元体系后,降水增油效果显著,极限驱油效率提高至84.8%;相比高含水期,提高33个百分点;对比单一水驱极限驱油效率,提升11.6个百分点,且后续注入PV数由100~200 PV减小至1.5 PV,显著缩短开发时间。二元体系通过提高波及体积和洗油效率,能够整体动用水驱后不同大小孔隙中的剩余油,且有效提高 $0.1\sim 1\ \mu\text{m}$ 小孔中原油动用程度。

参考文献

- [1] 孙金声,王韧,龙一夫.我国钻井液技术难题、新进展及发展建议[J].钻井液与完井液,2024,41(1):1-30.[SUN J S, WANG R, LONG Y F. Challenges, developments, and suggestions for drilling fluid technology in China[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2024, 41(1): 1-30.]
- [2] 吴谋远,汪辉,张鹏程,等.2023年全球能源行业发展特点与未来展望[J].石油科技论坛,2024,43(2):15-21.[WU M Y, WANG H, ZHANG P C, et al. Characteristics of global industrial development in 2023 and outlook of its future[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2024, 43(2): 15-21.]
- [3] 张金庆,安桂荣,耿站立,等.中国近海陆相典型沉积类型油田水驱高效开发模式探讨[J].中国海上油气,2017,29(2):70-77.[ZHANG J Q, AN G R, GENG Z L, et al. Discussion on efficient development model of water flooding in typical continental sedimentary type oil fields in offshore China[J]. China Offshore Oil and Gas, 2017, 29(2): 70-77.]
- [4] 李广超.国内油田三次采油提高采收率主体技术进展(上)[J].油田化学,2023,40(1):168-174.[LI G C. Main technology progress of tertiary oil recovery in Domestic oil fields (Part 1)[J]. Oilfield Chemistry, 2023, 40(1): 168-174.]
- [5] 孙龙德,伍晓林,周万富,等.大庆油田化学驱提高采收率技术[J].石油勘探与开发,2018,45(4):636-645.[SUN L D, WU X L, ZHOU W F, et al. Chemical flooding enhanced oil recovery technology in Daqing oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 636-645.]
- [6] OLAJIRE A A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges[J]. Energy, 2014, 77: 963-982.
- [7] 孙焕泉,刘慧卿,王海涛,等.中国稠油热采开发技术与发展方向[J].石油学报,2022,43(11):1664-1674.[SUN H Q, LIU H Q, WANG H T, et al. Technology and development direction of heavy oil thermal recovery in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(11): 1664-1674.]
- [8] 杨勇.胜利油田稠油开发技术新进展及发展方向[J].油气地质与采收率,2021,28(6):1-11.[YANG Y. New progress and development direction of heavy oil development technology in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(6): 1-11.]
- [9] 袁士义,王强,李军诗,等.注气提高采收率技术进展及前景展望[J].石油学报,2020,41(12):1623-1632.[YUAN S Y, WANG Q, LI J S, et al. Progress and prospect of gas injection technology for enhanced oil recovery[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1623-1632.]
- [10] 陈欢庆.CO₂驱油与埋存技术新进展[J].油气地质与采收率,2023,30(2):18-26.[CHEN H Q. New progress of CO₂ displacement and storage technology[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(2): 18-26.]
- [11] 袁士义,王强,李军诗,等.提高采收率技术创新支撑我国原油产量长期稳产[J].石油科技论坛,2021,40(3):24-32.[YUAN S Y, WANG Q, LI J S, et al. Technology innovation of enhanced oil recovery supports long-term stable crude oil production in China[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2021, 40(3): 24-32.]
- [12] 王维波,薛媛,高怡文,等.微生物与化学驱/气驱协同提高采收率技术研究进展[J].应用化工,2023,52(5):1587-1592.[WANG W B, XUAN Y, GAO Y W, et al., Research progress of synergistic EOR technology of microbial and chemical/gas flooding[J]. Applied Chemical Industry, 2023, 52(5): 1587-1592.]
- [13] 梁拓,杨昌华,张衍君,等.纳米流体提高原油采收率研究和应用进展[J].新疆石油天然气,2023,19(4):29-41.[LIANG T, YANG C H, ZHANG Y J, et al. Research and application progress of enhanced oil recovery by nano-fluids[J]. Xinjiang Oil and Gas, 2023,

- 19(4): 29–41.]
- [14] 袁伟峰, 杨钰龙, 侯吉瑞, 等. 纳米聚合物微球与低矿化度水复合调驱效果评价及作用机理[J]. 油田化学, 2022, 39(1): 39–45. [YUAN W F, YANG Y L, HOU J R, et al. Evaluation and mechanism of regulating and flooding of nano-polymer microspheres combined with low salinity water[J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(1): 39–45.]
- [15] QU M, LIANG T, HOU J R, et al. Laboratory study and field application of amphiphilic molybdenum disulfide nanosheets for enhanced oil recovery[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208: 109695.
- [16] 肖立晓, 侯吉瑞, 闻宇晨, 等. 耐高温微乳液体系在特低渗——致密储集层中的渗吸机理[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(6): 1206–1216. [XIAO L X, HOU J R, WEN Y C, et al. Imbibition mechanism of high temperature resistant microemulsion system in ultra-low permeability and tight reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(6): 1206–1216.]
- [17] 张志超, 柏明星, 王勇, 等. 微乳液驱油技术的研究进展[J]. 油田化学, 2023, 40(4): 750–756. [ZHANG Z C, BAI M X, WANG Y, et al. Research progress of microemulsion flooding technology[J]. Oilfield Chemistry, 2023, 40(4): 750–756.]
- [18] 王斌, 周迅, 王敏, 等. 三次采油技术在中原油田的应用进展[J]. 油田化学, 2020, 37(3): 552–556. [WANG B, ZHOU X, WANG M, et al. Application progress of tertiary oil recovery technology in Zhongyuan Oilfield[J]. Oilfield Chemistry, 2020, 37(3): 552–556.]
- [19] 廖广志, 王强, 王红庄, 等. 化学驱开发现状与前景展望[J]. 石油学报, 2017, 38(2): 196–207. [LIAO G Z, WANG Q, WANG H Z, et al., Development status and prospect of chemical flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2): 196–207.]
- [20] 山金城, 李保振, 张延旭, 等. 海上油田化学驱技术研究与进展[J]. 科技导报, 2020, 38(17): 127–133. [SHAN J C, LI B Z, ZHANG Y X, et al. Research and application progress of chemical flooding technology in offshore oilfield[J]. Science and Technology Review, 2020, 38(17): 127–133.]
- [21] 周守为, 韩明, 张健, 等. 用于海上油田化学驱的聚合物研究[J]. 中国海上油气, 2007, (1): 25–29. [ZHOU S W, HAN M, ZHANG J, et al. Research on polymers used in chemical flooding of offshore oil fields[J]. China Offshore Oil and Gas, 2007, (1): 25–29.]
- [22] 孙福街. 中国海上油田高效开发与提高采收率技术现状及展望[J]. 中国海上油气, 2023, 35(5): 91–99. [SUN F J. Current status and prospects of efficient development and enhanced oil recovery technologies in offshore oil fields in China[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(5): 91–99.]
- [23] 陈斌. SZ36–1 油田聚驱后提高采收率方法探析[J]. 中外能源, 2022, 27(5): 55–61. [CHEN B. Analysis on methods of enhanced oil recovery after polymer flooding in SZ36–1 oilfield[J]. Chinese and Foreign Energy Sources, 2022, 27(5): 55–61.]
- [24] 侯吉瑞, 宋考平, 闻宇晨. 聚合物驱后老油田提高采收率技术发展方向[J]. 前瞻科技, 2023, 2(2): 47–61. [HOU J R, SONG K P, WEN Y C, et al. Development direction of enhanced oil recovery technology in old oilfield after polymer flooding[J]. Prospect Science and Technology, 2023, 2(2): 47–61.]
- [25] 陈健斌. 大庆油田三元复合驱结垢机理及防垢剂的研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2013. [CHEN J B. Research on ternary compound scaling mechanism and anti-scaling agent in Daqing Oilfield[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2013.]
- [26] 皮彦夫. 非均质厚油层聚驱后化学驱室内实验研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2014. [PI Y F. Laboratory experimental study on chemical flooding after heterogeneous thick reservoir polymer flooding[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2014.]
- [27] 杨二龙, 贾聚全, 齐士琨, 等. 海上稠油油田聚驱后二元复合驱注入时机与注入方式优选[J]. 油田化学, 2015, 32(2): 259–262. [YANG E L, JIA J Q, QI S K, et al. Injection timing and injection method optimization of dual compound flooding after polymer flooding in offshore heavy oil fields[J]. Oilfield Chemistry, 2015, 32(2): 259–262.]
- [28] 李金宜, 罗宪波, 刘英宪, 等. LD油田高倍数水驱油效率实验研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2021, 34(6): 42–49. [LI J Y, LUO X B, LIU Y X, et al. Experimental study on high expansion water flooding efficiency in LD Oilfield[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2021, 34(6): 42–49.]
- [29] 马奎前, 蔡晖, 孙召勃. 基于核磁共振的驱替速度和倍数对疏松砂岩油藏孔喉特征及采收率影响实验[J]. 中国海上油气, 2019, 31(6): 86–91. [MA K Q, CAI H, SUN Z B. Nuclear magnetic resonance-based experiment on the effects of displacement velocity and multiple on the pore throat characteristics and recovery factor of unconsolidated sandstone reservoirs[J]. China offshore oil and gas, 2019, 31(6): 86–91.]
- [30] 罗宪波, 李金宜, 何逸凡, 等. 海上疏松砂岩油藏水驱油效率影响因素研究及应用——以NNX油田为例[J]. 石油地质与工程, 2021, 35(1): 61–65. [LUO X B, LI J Y, HE Y F, et al. Influencing factors of water flooding efficiency in offshore unconsolidated sandstone reservoir and its application—by taking NNX oilfield as an example[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2021, 35(1): 61–65.]
- [31] 李金宜, 何逸凡, 刘博伟, 等. 渤海河流相底水稠油油藏特高含水期极限驱油效率认识[J]. 海洋石油, 2022, 42(4): 24–30. [LI J, HE Y, LIU B, et al. Ultimate displacement efficiency of heavy oil reservoir with bottom water formed by fluvial deposition in Bohai oilfield at ultra-high water cut stage[J]. Offshore Oil, 2022, 42(4): 24–30.]
- [32] JAMALOEI B Y, BABOLMORAD R, KHARRAT R. Correlations of viscous fingering in heavy oil waterflooding[J]. Fuel, 2016, 179: 97–102.
- [33] 吕平. 驱油效率影响因素的试验研究[J]. 石油勘探与开发, 1985, (4): 54–60. [LU P, Experimental study on influencing factors of oil

- displacement efficiency[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1985, (4): 54–60.]
- [34] MOORE T F, SLOBOD R L. The effect of viscosity and capillarity on the displacement of oil by water[J]. *Producers monthly*, 1956, 20(10): 20–30.
- [35] ABRAMS A. The influence of fluid viscosity, interfacial tension, and flow velocity on residual oil saturation left by waterflood[J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1975, 15(5): 437–447.
- [36] ARAB D, KANTZAS A, BRYANT S L. Water flooding of oil reservoirs: Effect of oil viscosity and injection velocity on the interplay between capillary and viscous forces[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 186: 106691.
- [37] 肖文联, 杨玉斌, 李闽, 等. 鄂尔多斯盆地不同类型储集层水驱油特征实验[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(4): 807–816. [XIAO W L, YANG Y B, LI M, et al. Experimental study on the oil production characteristics during the waterflooding of different types of reservoirs in Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(4): 807–816.]
- [38] ARNS C H. A comparison of pore size distributions derived by NMR and X-ray-CT techniques[J]. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 2004, 339(1–2): 159–165.
- [39] 丁彬, 罗健辉, 耿向飞, 等. 基于低场核磁共振技术的岩心内流体“可视化”评价方法研究[J]. *油田化学*, 2018, 35(1): 170–175. [DING B, LUO J H, GENG X F, et al. Visual evaluation method for fluids in cores based on low field nuclear magnetic resonance technology[J]. *Oilfield Chemistry*, 2018, 35(1): 170–175.]

(编辑 杨雅露)

第一作者: 袁伟峰 (1997 年—), 博士研究生, 从事油田化学与提高采收率研究, yuanweifeng_0121@163.com。

通讯作者: 侯吉瑞 (1965 年—), 博士, 教授, 从事油田化学与提高采收率研究, houjirui@cup.edu.cn。