

引用格式:张世明,吕琦,王建,等.胜利油田中高渗透高含水油藏流场调控深度开发技术研究与实践[J].油气地质与采收率, 2025,32(1):88-101.

ZHANG Shiming, LÜ Qi, WANG Jian, et al. Research and practice on deep development technology through flow field regulation in reservoirs with medium-high permeability and high water cut in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025,32(1):88-101.

胜利油田中高渗透高含水油藏流场调控深度 开发技术研究与实践

张世明, 吕琦, 王建, 刘丽杰, 于春磊, 季岩峰, 吴义志, 胡慧芳,
陶德硕, 张民, 宋志超, 侯玉培, 陶丽, 贾元元, 葛君
(中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东 东营 257015)

摘要:胜利油田中高渗透高含水油藏发展形成了变流线调整技术, 矿场应用有效控耗水、降递减, 但仍然面临提高采收率幅度存在差异、单井效果差异较大、有效期较短等问题。为了提高中高渗透高含水油藏流场调控开发效果, 综合运用开发地质学、渗流力学和油藏工程等理论和方法, 结合大尺寸可视化微观物理模拟实验、油藏数值模拟和流场调控开发实践, 提出了流场调控机制新认识, 并指导形成“变流线+”、大压力梯度注采优化、动态流场调控等深度开发技术体系。研究表明: 中高渗透高含水油藏流场调控具有“继承性、冗余性和再生性”特征, 影响油藏流场调控效果。储层非均质性越强, 流场调控继承性越强, 通过“搭桥”建流线可有效降低继承性, 扩大波及体积; 由于冗余性的存在, 未波及区域孔隙中的剩余油启动阈值较高, 需提高驱替压力梯度, 才能动用未波及区域孔隙剩余油, 提高驱油效率; 流场调控后, 由于极端耗水层带的再生性特征, 需不断动态调控流场, 才能实现更大程度均衡驱替。以流场调控机制新认识为指导, 结合中高渗透高含水油藏流场调控开发实践, 形成的流场调控深度开发技术体系, 可以为中高渗透高含水油藏高效长效开发提供重要技术支撑。

关键词:中高渗透高含水油藏; 流场调控; 继承性; 冗余性; 再生性; 深度开发

文章编号: 1009-9603(2025)01-0088-14

DOI: 10.13673/j.pgre.202412034

中图分类号: TE341

文献标识码: A

Research and practice on deep development technology through flow field regulation in reservoirs with medium-high permeability and high water cut in Shengli Oilfield

ZHANG Shiming, LÜ Qi, WANG Jian, LIU Lijie, YU Chunlei, JI Yanfeng, WU Yizhi, HU Huifang,
TAO Deshuo, ZHANG Min, SONG Zhichao, HOU Yupei, TAO Li, JIA Yuanyuan, GE Jun
(Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC,
Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: The variable flowline modification technology has been formed in the development of reservoirs with medium-high permeability and high water cut in Shengli Oilfield, which can effectively control water consumption and reduce the decline in the field. However, it still faces issues, such as different increments of enhanced oil recovery (EOR), different effect of a single well, and short validity periods. To improve the effect of flow field regulation development in reservoirs with medium-high permeability and high water cut, theories and methods of development geology, dynamic of fluids through porous media and reservoir engineering

收稿日期: 2024-12-26。

作者简介: 张世明(1975—), 男, 湖北随州人, 正高级工程师, 博士, 从事油田开发理论、复杂介质油藏渗流机理及油藏数值模拟技术研究。E-mail: zhangshm855.slyt@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“套管钻井井网重构技术与工程应用”(P24089)和“多层系高含水油藏大幅度提高采收率关键技术”(P22021)。

were comprehensively applied. Based on large-scale, and visual microphysical simulation experiments, reservoir numerical simulation, and development practice of flow field regulation, a new understanding of flow field regulation mechanism was proposed, and a deep development technology system featuring “variable flowline +,” large pressure gradient injection-production optimization, and dynamic flow field regulation was formed. The results show that the flow field regulation of reservoirs with medium-high permeability and high water cut has the characteristics of “inheritance, redundancy, and regeneration”, which affects the flow field regulation effect. Stronger reservoir heterogeneity indicates a more obvious inheritance, which can be effectively reduced by “bridging” to construct flowlines, expanding the swept volume. Due to the redundancy, the starting pressure threshold of the remaining oil in pores within unswept zones is high, and the displacement pressure gradient should be increased to produce the remaining oil in pores within unswept zones to improve the displacement efficiency. Due to the regeneration of the extreme water-consuming zones, it is necessary to dynamically regulate the flow field to achieve a more balanced displacement after flow field regulation. Based on the new understanding of the flow field regulation mechanism and the practice of flow field regulation development in reservoirs with medium-high permeability and high water cut, the proposed deep development technology system through flow field regulation could provide critical technical support for the efficient and long-term development of reservoirs with medium-high permeability and high water cut.

Key words: reservoir with medium-high permeability and high water cut; flow field regulation; repetition; redundancy; reappearance; deep development

随着大庆长垣、胜利整装等为代表的老油田持续开发,中国越来越多油田已进入高含水开发阶段,老油田经济有效开发对于保障国家能源安全具有至关重要的作用^[1-3]。矿场实践及密闭取心井分析表明,高含水油藏剩余可动油普遍分布、局部富集,提高采收率潜力巨大,但由于长期驱替,流场出现固化现象,易发育极端耗水层带^[4-5],导致注水无效、低效循环,水油比急剧上升,吨油开发成本大幅增加,老油田提高采收率、持续效益稳产面临巨大挑战^[6-8]。因此,明确极端耗水层带形成机制并进行流场调控对于中高渗透高含水油藏深度开发至关重要。

学者针对极端耗水层带形成机制^[9]、极端耗水层带识别与表征方法^[10-11]、流场调控技术^[12-14]等方面开展了诸多研究与实践。在极端耗水层带形成机制研究方面,吕晶等以渗流力学理论为基础,开展特高含水期正韵律油藏高耗水层带形成机理研究,结果表明,正韵律储层由于势场动态变化,注入水波及范围逐渐降低,纵向上向正韵律底部汇集,平面上向注采井主流线集中,形成高耗水层带,其演变过程可划分为形成、生长、稳定3个阶段,具有平面规模小、纵向厚度薄的特征^[15];崔传智等研究发现,原油黏度和储层渗透率是影响极端耗水层带形成的重要参数,随着原油黏度降低,高耗水条带和极端耗水条带形成时对应的拟耗水率变小,发育加快,随着储层渗透率的降低,经济高耗水条带消失且出现非经济低耗水条带^[16]。在极端耗水层带识别与表征方法研究方面,黄迎松根据渗流力学理论和叠加原理建立储层在形成高耗水层带后的干扰试井数学模型并求解,得到高耗水层带的渗透率

和体积等参数,提出利用干扰试井定量解释高耗水层带参数方法^[17];刘志宏等开展数值模拟研究,基于流线密度、换油率和含水饱和度指标制定了高耗水层带界定标准,并进行定量判识^[18];姜瑞忠等基于BP神经网络技术对优势流场进行评价,并将该流场评价体系应用于矿场区块,部署了油田剩余油挖潜方案,取得较好效果^[19];张乔良等利用逻辑分析法建立流场的评价指标,确立流场强度与可动油饱和度之间的对应关系,形成完善的油藏流场评价体系^[20]。在流场调控技术研究方面,吴义志针对特高含水砂岩油藏优势流场无效循环的难题,以油藏流场强度差异最小化作为注采调控优化目标,建立特高含水期注采调控数学模型,改善油藏水驱均衡驱替程度及开发效果^[21];卜亚辉创新性地提出了一种基于压力场、饱和度场空间适配关系的流场调控优化方法,大幅度缩短计算模拟时间,提高流场调控优化的工作效率^[22];杨冰等通过调整井网注采关系等方式,转变流场流线角度,对不同井网调整流场模拟,显示流场变化驱油面积与强度,研究特高含水期油田井网变化对流线的影响,给出调整井网提高采收率的最佳方案^[23]。目前针对极端耗水层带的相关研究主要集中在形成过程和表征方面,对复杂流场调控下极端耗水层带形成及演化内在机制认识不足,缺乏针对性、长效性流场调控对策,精细流场调控深度开发技术需要进一步完善。

“十三五”期间,胜利油田中高渗透高含水油藏开展了极端耗水层带形成机制、表征方法及调控技术等方面的研究与实践,明确了变流线调整技术方向及流场调控模式^[24-25],为控耗水、降递减提供了技术支撑,但在变流线调整实践中发现,不同开发单

元流场调控效果差异较大,实现高效长效流场调控仍然面临诸多理论与技术挑战。笔者依托不同类型流场调控物理模拟实验、数值模拟及20余个开发单元矿场流场调控实践,深化发展了流场高效长效调控内在机制认识,提出了流场调控具有“继承性、冗余性和再生性”特征的认识,形成了针对“三性”的“变流线+”、大压力梯度注采优化及动态流场调控等深度开发技术体系,为中高渗透高含水油藏剩余油极致动用、效益开发提供了理论和技术支撑。

1 胜利油田中高渗透高含水油藏流场调控矿场特征

胜利油田中高渗透高含水油藏纵向油层多,以河流相、三角洲相沉积为主,储层非均质性强,经历长期水驱、化学驱等多种方式开发,呈现高含水、高采出程度等特点。理论研究及实践表明,长期注水开发后流场固化,油藏局部区域发育极端耗水层带,油水两相渗流能力差异加大,驱替程度不均衡,水驱效率降低。密闭取心井分析化验资料表明,剩余油饱和度主要分布在0.30~0.50,仍然具备进一步提高采收率的物质基础,但受砂体边界、单一成因砂体叠置界面、小尺度夹层等影响,剩余油分布更加隐蔽,流场调控均衡驱替难度加大。

针对胜利油田中高渗透高含水油藏,开展了大量流场调控技术矿场实践探索,实施效果差异较大,主要表现为3个方面的特征:①提高采收率幅度存在差异。从矿场实施效果统计结果来看,提高采收率为0.4~2.1百分点,存在较大差异,且整体提高采收率幅度有限。②单井效果差异较大。在传统理论指导下的变流线调整单井效果差异较大,甚至现有调整对策对部分单井基本无效,单元整体未达到预期调整效果。统计已实施单元共计622口油井流场调控效果,效果显著油井数为300口,占比为48%,效果一般油井数为138口,占比为22%,无明显效果油井数为184口,占比为30%。③有效期较短。跟踪变流线调整单元及井组的实施效果,有效期一般为0.8~2.5 a。

矿场部分井组流场调控实践表明,通过定向侧钻等井间“搭桥”方式,在变流线基础上新建注采流线,可高效驱替常规变流线难以驱替到的隐蔽剩余油;水井增注提高注水压差,能扩大相对低渗透层吸水比例,油井提液增大生产压差,增大驱替压力梯度,能降低含水率,提高产量;井组通过不断的周

期关停井、实时优化注采量等动态流场调控,能实现产量保持较长时间稳产或上升。为进一步提升流场调控高效性、长效性,形成能够指导矿场实践的普遍性规律认识和技术,需要深化流场调控机制认识和技术研究。

2 中高渗透高含水油藏流场调控机制实验研究

针对中高渗透高含水油藏流场调控提高采收率幅度存在差异、单井效果差异较大及有效期较短的矿场问题,围绕“搭桥”建流线、提高驱替压力梯度和动态流场调控等措施,系统开展室内微观物理模拟实验,通过水流路径的可视化与定量化表征分析,深入研究流场调控机制,为矿场流场调控提供理论依据。

2.1 实验准备

2.1.1 实验材料与设备

实验材料 自制20 cm×20 cm的玻璃刻蚀微观物理模型若干块;实验用水为模拟地层水,矿化度为8 050.2 mg/L;实验用油为胜利油田某区块原油,黏度为35.6 mPa·s;染色剂为工业级水溶性染料。

实验设备 精雕机,ND-6090;储层孔隙网络紫外刻蚀机,HANS-UVP20-DY;微观物理模拟实验装置,自组装,见图1。

2.1.2 实验流程

微观物理模拟技术是从孔隙尺度研究多孔介质中流体渗流特征的重要手段,微观物理模型具有直观可视化的优势,通过捕捉水驱油动态过程图像,结合图像阈值分割技术,直接获得水驱不同阶段的水流路径和剩余油的赋存状态。因此,在20 cm×20 cm的微观物理模型上进行中高渗透高含水油藏流场调控微观物理模拟实验研究。为了对水流路径进行示踪,将不同水驱阶段的水染成不同颜色,便于实验后期采用图像分析技术进行水流路径识别及驱油效果定量表征。

“搭桥”建流线模拟实验 具体实验流程为:①根据模拟储层的平面非均质性,在大尺寸微观模型上预设“搭桥”井点。②模型抽真空饱和原油,采用恒速驱替方式进行水驱油实验,驱替速度为0.003 mL/min,至含水率为95%。③分别采用变流线90°和变流线90°+增加“搭桥”井点方式进行流场调控,调控过程中采用染色水进行水流路径示踪,通过不同颜色区域面积对比,分析流场调控特征。

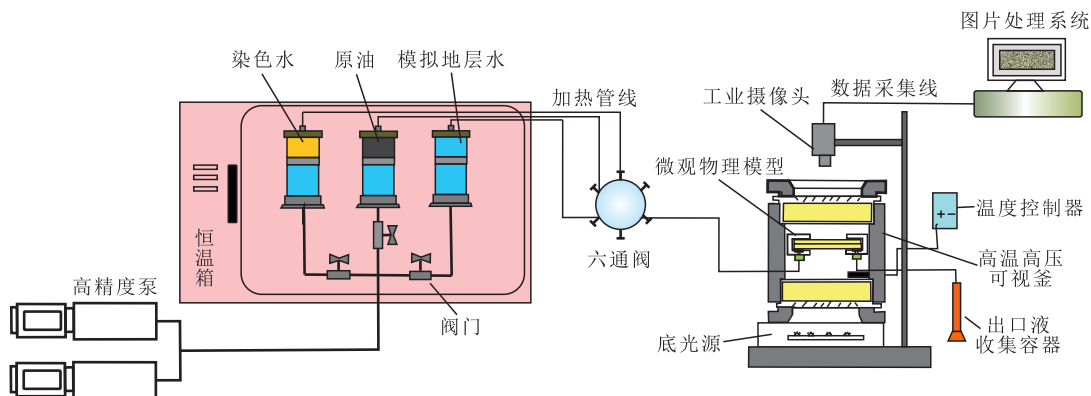


图1 微观物理模拟实验装置

Fig.1 Microscopic physical simulation experiment apparatus

提高驱替压力梯度模拟实验 该实验为恒压驱替模式,驱替压力梯度由0.005 MPa/m增至0.035 MPa/m,每一个压力梯度下采用不同颜色的水进行驱替,便于不同实验流体的图像识别、定量表征和分析,定量刻画提高驱替压力梯度时水流路径的动态变化过程和特征。

动态流场调控模拟实验 具体实验流程为:①采用0.003 mL/min恒速水驱至含水率为95%,记录驱替的水量,继而采用蓝色水驱进行极端耗水层带示踪。②采用红色水进行变流线水驱至含水率为95%,记录驱替的水量。③采用蓝色水进行水流路径示踪,可视化观察和定量表征极端耗水层带的发育特征。④观察到极端耗水层带后,再次采用蓝色水进行变流线水驱至含水率为95%。

2.2 实验结果分析

2.2.1 流场调控的继承性特征

流场调控的继承性是指高含水油藏由于储层动、静态非均质性的叠加效应,储层非均质性加剧,在波及区域内发育极端耗水层带,通过变流线进行流场调控,多孔介质内并不是完全的水流路径重构,而是相当比例的注入水沿着转向前形成的路径进行渗流。

为了定量表征继承性,提出继承指数的概念,其表达式为:

$$F = \frac{S_1}{S_2} \quad (1)$$

式中: F 为继承指数,小数; S_1 为继承区域内孔隙的面积, μm^2 ; S_2 为波及区域内孔隙的面积, μm^2 。

室内采用的模拟储层平面非均质性的的大尺寸微观物理模型如图2所示,根据渗透率不同,划分为A和B两个区域。其中,A区为相对低渗透区,渗透率为800 mD;B区为高渗透区,渗透率为2 800 mD。

由图3a所示,注水过程中流线主要波及高渗透

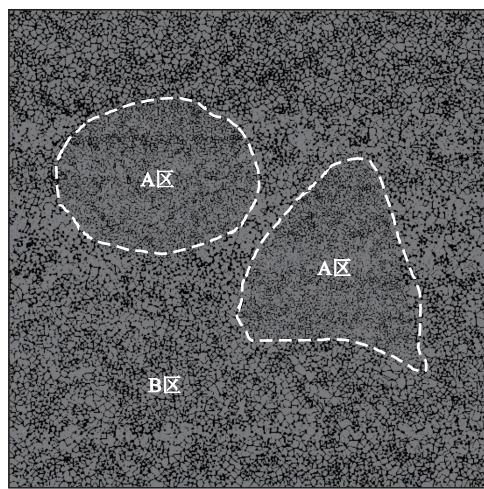
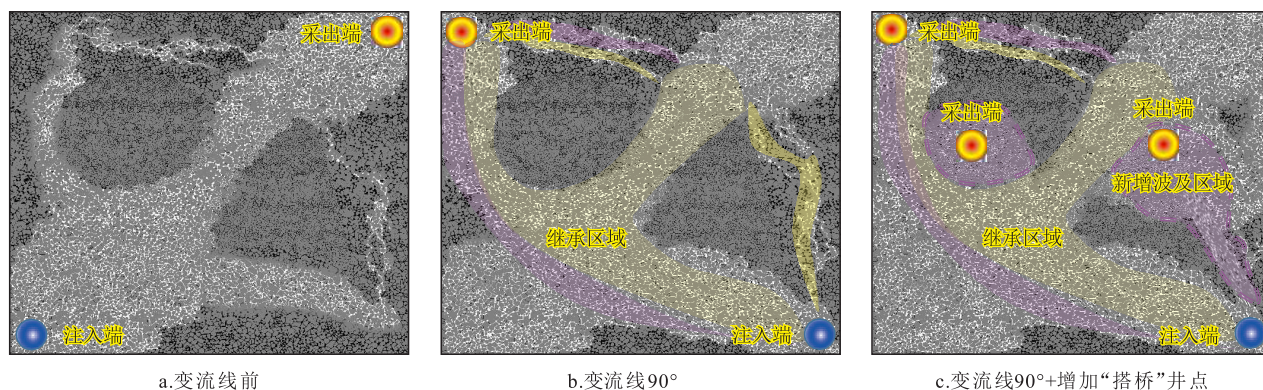


图2 模拟储层平面非均质性的微观物理模型

Fig.2 Microscopic physical model for simulating reservoir plane heterogeneity

B区,A区出现绕流现象,为剩余油富集区,难以波及。变流线90°后,70.1%的水流路径继承转向前的水流路径($F=0.701$),实际新增波及区域占比为29.9%(图3b),表现出流场调控的继承性特征。为了抑制流场调控的继承性特征,有效挖潜A区由于渗透率较低、注入水绕流导致的剩余油富集区,通过在A区增加“搭桥”井点,建立新的流线引流扩大波及。实验结果表明,增加“搭桥”井点后,继承区域的占比降低至52.3%($F=0.523$),新增波及区域占比为47.7%,有效扩大了波及面积(图3c)。

为进一步研究非均质性对继承指数的影响,分别进行不同孔喉分选系数的流场调控微观物理模拟实验,由孔喉分选系数对继承指数和波及系数增值的影响(图4)可以看出,孔喉分选系数越大,继承指数越大,流场调控后波及系数增值越小。这主要是由于孔喉分选系数越大,非均质性越强,流场调控后,新的注入水更加容易沿原波及路径渗流,新增波及区域越小。



注:黄色区域为水流路径继承区域,紫色区域为水流路径新增波及区域。

图3 “搭桥”井点建流线降低继承性扩大波及面积

Fig.3 Flow line construction through “bridging” well points to reduce inheritance and expand swept areas

综上所述,非均质性越强,流场调控后,继承区域占比越大,扩大波及越难,强非均质性油藏需降低继承性才能有效扩大波及范围。高含水油藏流场调控需要在精细油藏描述基础上,结合剩余油分布,确定“搭桥”井点,降低继承性,进而扩大波及区域,提高采收率。

2.2.2 流场调控的冗余性特征

流场调控的冗余性特征是指高含水油藏波及区域内局部形成的极端耗水层带,提高驱替压力梯度时,水流路径优先扩展至渗流阻力较小的原波及区域孔隙,只有超过压力梯度阈值才能突破冗余区,进一步动用原未波及区域内孔隙的剩余油,大幅提高驱油效率。

为了定量表征冗余性,提出冗余指数的概念,其表达式为:

$$R = 1 - \frac{S_3}{S_4} \quad (2)$$

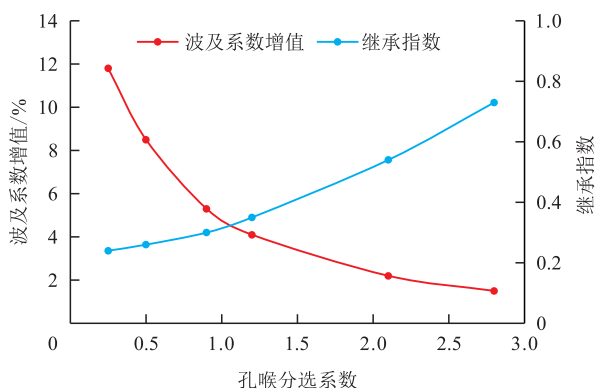


图4 孔喉分选系数对继承指数和波及系数增值的影响

Fig.4 Influence of pore throat sorting coefficients on inheritance index and sweep coefficient increment

式中: R 为冗余指数,小数; S_3 为极端耗水层带内水流路径占据孔隙的面积, μm^2 ; S_4 为波及区域内孔隙的面积, μm^2 。

采用尺寸为20 cm×20 cm、渗透率为2 800 mD的微观物理模型,开展提高驱替压力梯度模拟实验,结果(图5)显示,以驱替压力梯度为0.005 MPa/m恒压驱替至含水率为95%,注入水主要沿波及区域内部分孔隙渗流,形成极端耗水层带(图5a),提高驱替压力梯度时,水流路径优先扩展至渗流阻力较小的原波及区域孔隙(图5b),提高原波及区域孔隙的驱油效率,表现出冗余性,只有超过阈值才能突破冗余,进一步动用未波及区域孔隙剩余油(图5c)。这主要是由于水流路径优先选择渗流阻力较小的孔隙,随着驱替压力梯度增大,注入水由渗流阻力最小的优势渗流区域,扩展至渗流阻力较小的冗余区域,随着驱替压力梯度增加至某一阈值,水流路径会突破原有的波及区域孔隙,动用未波及区域孔隙的剩余油。

实验过程中,驱替压力梯度与冗余指数、未波及区域孔隙比例的关系如图6所示,可以看出随着驱替压力梯度的增加,冗余指数逐渐降低,当驱替压力梯度增至0.01 MPa/m时,冗余指数降为0,继续增加驱替压力梯度,原未波及区域孔隙得以动用,未波及区域孔隙比例大幅降低。因此,0.01 MPa/m为克服冗余性的驱替压力梯度阈值,突破阈值才能突破冗余性,有效扩大波及区域,大幅度提高采收率。

采用不同渗透率的砂岩岩心进行驱替实验,研究中高渗透高含水油藏驱替压力梯度与驱油效率变化的关系,结果(图7)表明:不同渗透率砂岩均存在驱替压力梯度阈值;渗透率越低,驱替压力梯度阈值越大。当突破驱替压力梯度阈值后,驱油效率增幅最高可达10%以上,且渗透率越低,增幅越大。

2.2.3 流场调控的再生性特征

流场调控的再生性特征是指高含水油藏开发

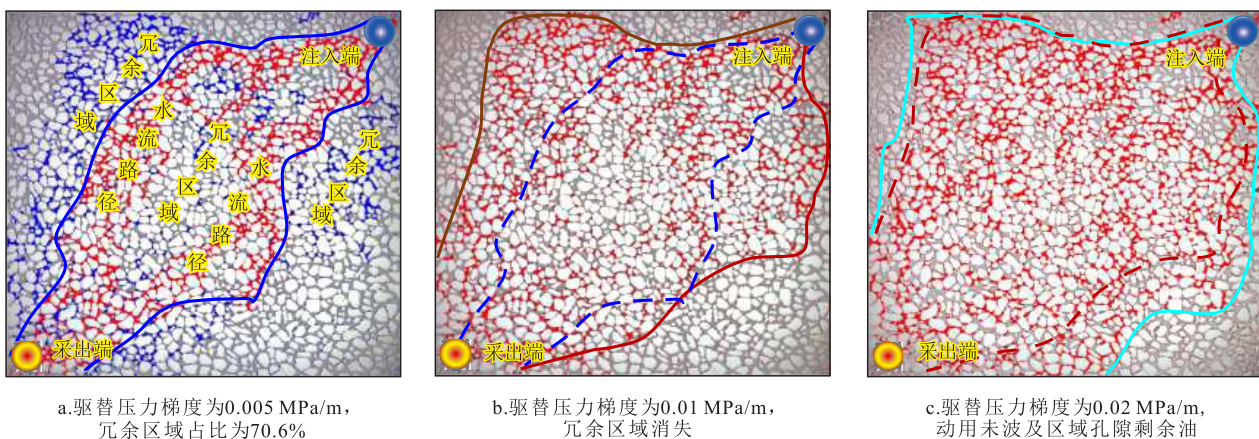


图5 提高驱替压力梯度减小冗余区域实验过程图像

Fig.5 Experimental images during improving displacement pressure gradient and reducing redundant area process

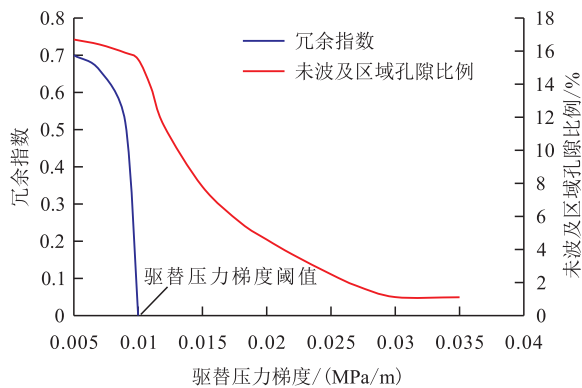


Fig.6 Relationships between displacement pressure gradient and redundancy index as well as proportion of unswept area pores

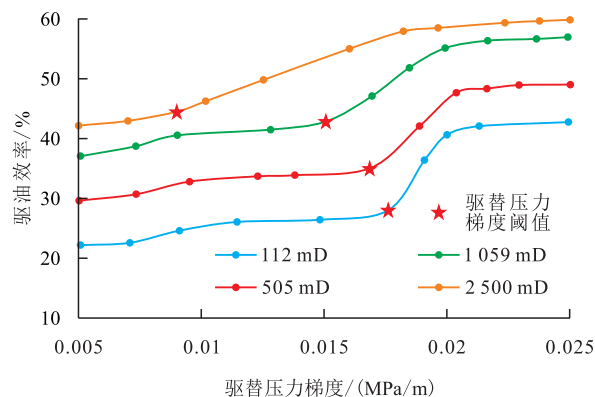


Fig.7 Displacement pressure gradient thresholds for sandstones with different permeability

过程中形成极端耗水层带,变流线进行流场调控,在变流线初期可有效扩大渗流面积,随着变流线后注入水量增加,在渗流区域内再次形成了极端耗水层带,渗流面积再次缩小。

动态流场调控模拟实验结果(图8)显示,首次驱替注入5 PV的水,形成了极端耗水层带(图8a蓝色虚线区域),渗流面积占25.6%;变流线90°后水驱,注入水采用红色染色剂示踪,可见渗流面积扩

大(图8b红色区域),占波及区域的62.2%;变流线90°并注入2 PV的红色水后,转注蓝色水,观察到在红色波及区域内再次形成极端耗水层带,呈网状分布(图8c蓝色虚线区域),渗流面积占波及区域的28.3%。

进一步动态流场调控模拟实验(图9)表明,随着变流线次数的增加,采出程度逐渐增加,变流线前至三次变流线阶段末采出程度分别为32.4%、43.6%、53.5%和59.6%,但增加幅度逐渐减小。变

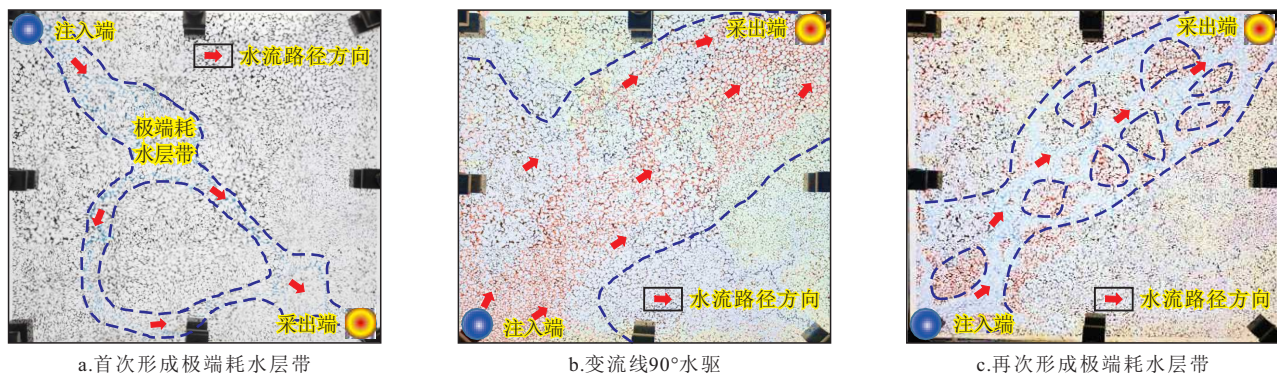


图8 流场调控后极端耗水层带再生

Fig.8 Regeneration of extreme water consumption zone after flow field regulation

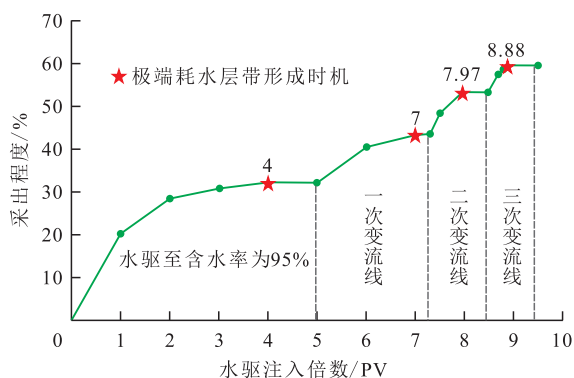


图9 极端耗水层带形成时机与流场调控效果

Fig.9 Timing of extreme water consumption zone formation and flow field regulation effect

流线后极端耗水层带的形成周期逐渐缩短,一次变流线至三次变流线形成时机为2、0.67和0.38 PV,每次变流线极端耗水层带的形成周期缩短了近50%。

综上所述,高含水期油藏流场调控时,水流路径易再次固化,形成极端耗水层带,变流线后采出程度不断增加,极端耗水层带的再生周期不断缩短。因此,需要不断动态调控流场,才能实现均衡驱替。

3 流场调控深度开发技术

流场调控“继承性、冗余性和再生性”机制新认识揭示了流场调控高效长效内在机理,以“三性”流场调控机制认识为指导,针对强非均质性河流相油藏、储层连片发育厚层油藏、多层油藏等不同类型油藏流场调控难点,开展精细地质与数值模拟研究,形成了“变流线+”、大压力梯度注采优化、动态

流场调控等深度开发技术体系,为中高渗透高含水油藏效益稳产提供了技术支撑。

3.1 “变流线+”开发技术

强非均质性河流相油藏内部结构复杂多变,砂体空间连通关系复杂,存在废弃河道、侧积层等渗流屏障^[26-27]。油藏数值模拟结果表明,受渗流屏障控制,形成剩余油难动用区(图10a),常规变流线后虽然能新增部分波及区域,但很大程度会继承原极端耗水层带流动路径,渗流屏障遮挡部位附近难以形成有效渗流区域,造成流线空白区,这部分渗流屏障遮挡形成的剩余油很难动用,扩大流线范围有限(图10b)。“变流线+”开发技术是指针对强非均质性油藏,基于成因砂体精准定位剩余油,发挥多层系老井优势,在整体井网调整变流线基础上,局部“搭桥”建流线(图10c),降低水流路径继承性,深度动用常规变流线难以驱替的隐蔽剩余油。

3.1.1 基于成因砂体的剩余油精准定位

基于露头、岩心、测井、地震等资料,以等高程、平面相变、叠加砂体和下切砂体等河流相沉积成因模式为指导,明确成因砂体类型及沉积特征,通过井-震联合成因砂体分频反演,建立成因砂体地震响应模式,开展单一成因砂体的井点识别及井间对比,确定成因砂体空间叠置模式^[28],实现成因砂体的“点-线-面-体”刻画,通过井点分析确定夹层成因类型、产状参数及分布范围。基于精细成因砂体及夹层展布特征,分层次、多维度相控约束建立精细三维地质模型,在此基础上开展精细数值模拟,结合密闭取心井、剩余油饱和度动态监测等分析结果,量化剩余油空间分布,精准定位剩余油富集区域。

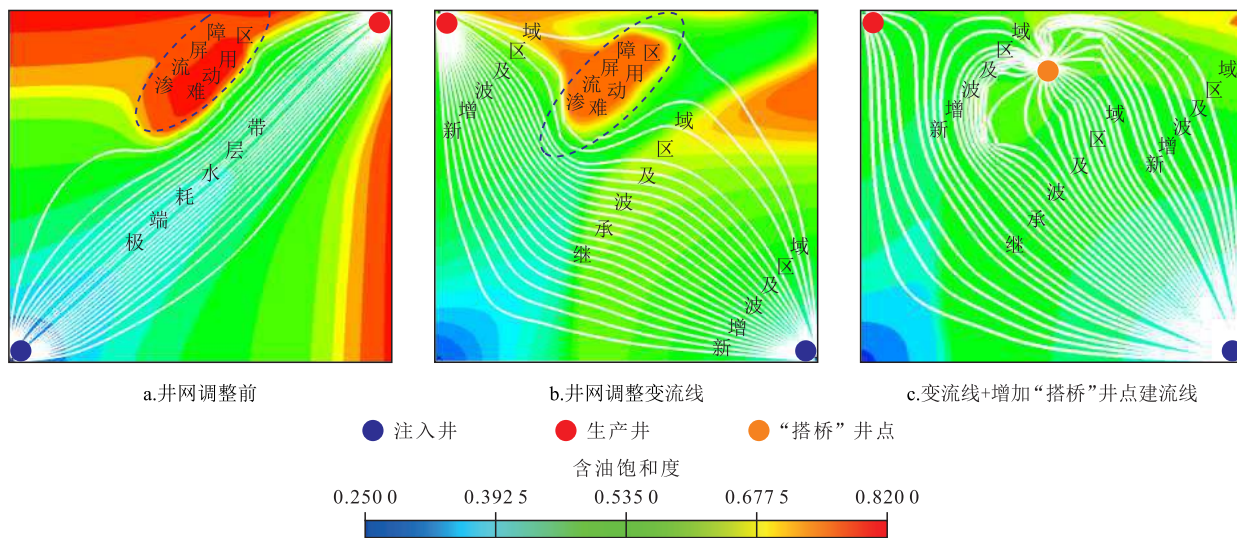


图10 “变流线+”开发技术剩余油饱和度及流线分布

Fig.10 Remaining oil saturation and streamline distribution of “variable flowline+” development technology

3.1.2 “变流线+”调控方式

基于剩余油分布特征,在整体层系井网调整变流线基础上,充分利用区块上、下层系老井等现有油水井资源,通过老井侧钻、长停井扶停、补孔改层、新钻井等增加注采井点,局部“变流线+搭桥”新建流线,扩大注水流线波及范围,降低流场调控继承性,有效动用受渗流屏障控制难以动用的剩余油。如图10a所示,井网调整前,注采井间形成极端耗水层带,相对低渗透带等渗流屏障遮挡形成局部富集剩余油,常规变流线后,注采流线在新的油水井附近新增波及区域,但也一定程度继承了原有的波及区域,相对低渗透带遮挡形成的剩余油仍难以动用(图10b),变流线的同时增加油井井点新建部分流线,大幅增加了新的波及区域,相对低渗透带遮挡形成的局部剩余油得到有效动用(图10c)。

3.2 大压力梯度注采优化开发技术

三角洲及连片发育河流相厚层油藏非均质性相对较弱,长期注采驱替后,平面、纵向驱替程度相对均衡,剩余油呈现低饱和度普遍分布特征,采用常规变流线调整、堵水调剖等方式见效不明显。研究表明,提高驱替压力梯度,可以动用更小级别孔喉半径内的剩余油^[29]。胜利油田典型高含水曲流河油藏点坝粉砂岩相、点坝泥质粉砂岩相等控制的剩余油主要赋存于平均孔喉半径较小的孔隙,常规驱替压力梯度下剩余油难以经济有效动用(表1)。

大压力梯度注采优化开发技术是指考虑岩相、地层能量分布及开发状况等差异性,在保持整体注采速度稳定不变的情况下,差异化调整优化注采结构,构建大压力梯度场,经济有效动用更小级别孔

表1 典型高含水曲流河油藏主要岩相微观
剩余油赋存特征

Table1 Characteristics of micro residual oil distribution of dominant lithofacies in typical meandering river reservoirs with high water cut			
主要岩相类型	岩石样品渗透率/mD	剩余油赋存孔喉半径区间/ μm	剩余油赋存孔喉半径均值/ μm
点坝细砂岩相	2 000 ~ 3 000	10 ~ 30	17.2
点坝粉砂岩相	1 000 ~ 2 000	8 ~ 15	7.5
点坝泥质粉砂岩相	100 ~ 700	3 ~ 8	4.8

隙的剩余油。

基于密闭取心井精细刻画河流相储层岩相,建立不同岩相判识及参数解释模型,构建孔喉分类评价方法,精细表征储层宏观、微观非均质性,指导大压力梯度场精细构建。在此基础上,考虑不同岩

相、地层能量分布及开发状况差异性,建立以稳定注采速度、差异化注采调整为核心的大压力梯度方法,形成点坝细砂岩相小井距高能量区油井端提液、点坝粉砂岩相小井距低能量区降液增注、点坝细砂岩相大井距中等能量区提液增注、点坝粉砂岩相大井距低能量区水井端增注等差异化注采调整提高驱替压力梯度典型方式(表2),克服流场调控冗余性,动用更小级别孔隙赋存的剩余油,实现低饱和度普遍分布型剩余油经济有效动用。

3.3 动态流场调控技术

中高渗透高含水油藏流场调控过程中极端耗水层带易再生,油井降水增油有效期较短。动态流场调控技术是指通过建立纵向动态层网耦合开发模式和平面脉冲注采开发模式,适时动态调控流场,以周期性水动力激动方式保持流场动态变化,避免流场再生极端耗水层带,保持油藏整体长期均衡驱替,大幅延长油井降水增油有效期。

3.3.1 纵向动态层网耦合开发模式

针对由于纵向小层多、合采合注导致动用不均衡的多层油藏,考虑物性、饱和度、油水相对渗透率等,基于拟渗流阻力级差对层段就近细分组合。

依据纵向层系细分组合技术政策界限^[30],将剩

表2 曲流河油藏差异化注采调整提高驱替
压力梯度典型方式

Table2 Typical methods of differential injection-production adjustments for improving displacement pressure gradient of meandering river reservoirs

主要岩相类型	注采井距/m	地层能量	提高驱替压力梯度方式
点坝细砂岩相	200 ~ 300	地层压力保持水平 $>0.8p_i$	油井端提液
点坝粉砂岩相	200 ~ 300	地层压力保持水平 $<0.6p_i$	降液增注
点坝细砂岩相	300 ~ 500	$0.6p_i <$ 地层压力保持水平 $<0.8p_i$	提液增注
点坝粉砂岩相	300 ~ 500	地层压力保持水平 $<0.6p_i$	水井端增注

注: p_i 为原始地层压力,MPa。

余油饱和度较高、有一定储量规模的相邻小层组成潜力开发层段,剩余油饱和度较低、潜力较小的小层组成次潜力开发层段,配套分层注采工艺,适配不同开发层段剩余油分布特征,构建不同层段差异化动态变流线井网,考虑采出程度、含水率和开发效益变化状况,基于数值模拟和矿场实践认识,优化确定8~12个月为层网耦合开发周期,动用不同层段剩余油潜力。如图11所示,调整井网前上、下

层系合采(图 11a),下层系剩余油饱和度较高,为潜力开发层段,上层系剩余油饱和度较低,为次潜力开发层段。采用分层注采工艺将层系细分成2段进行耦合开发(图 11b),潜力开发层段优先通过纵向只注不采强化能量补充后,平面协同井网调整变流线,提高水驱动用程度;次潜力开发层段纵向控制注水,平面通过抽稀井网、注采优化等变流线,控耗水提高水驱效率。动态追踪评价不同开发层段的综合含水率、采出程度、剩余油饱和度等指标变化情况,适时轮换开发层段。

3.3.2 平面脉冲注采开发模式

国外罗马什金油田在高含水期通过不稳定注水方式保持稳产,进一步提高原油采收率^[31]。国内基于三平板并联岩心实验对比了“增注、关井、驱替”的周期注水方式与连续水驱的驱油效果,研究表明,周期注水方式建立起的压力扰动可有效扩大并联平板模型纵向和平面的水驱波及体积,在不增加注水量的前提下可比连续注水方式的采收率提高3.1%^[32]。胜利油田以极端耗水层带再生性认识为指导,加强注采调整周期动态优化,通过平面油水井适时周期性增注提液、降注降液、间歇开井等脉冲注采开发方式,使各注采方向保持流线均匀分布,遏制注采井间极端耗水层带再生,实现剩余油驱替更加均衡,进一步提高采收率。基于数值模拟优化和开发

实践认识,针对调控周期,利用油水井工作制度调整措施,采用6~12个月周期开发;针对井网部署,建立适配不同波及状况和剩余油特征的井网形式及注采井距,适时动态优化油水井注采量及关停周期,动态调控流场实现均衡驱替。

4 矿场实践

“变流线+”、大压力梯度注采优化、动态流场调控等深度开发技术体系在孤岛油田中二中Ng3-4、孤岛油田中一区Ng4、东辛油田营17西等单元推广应用,覆盖石油地质储量 1.26×10^8 t,增加可采地质储量 217×10^4 t,支撑中高渗透高含水油藏保持含水不升、产量不降。

4.1 孤岛油田中二中Ng3-4单元“变流线+”开发调整

孤岛油田中二中Ng3-4单元为曲流河沉积的高孔高渗透疏松砂岩油藏,储层非均质性强,石油地质储量为 1.982×10^4 t,调整前综合含水率为96.5%,采出程度为62.3%。自1988年开始一直采用七点法面积注采井网开发,流场长期固化,油藏内发育极端耗水层带,注水无效低效循环,同时受强非均质性控制,常规变流线继承性强,非均质性控制形成的局部富集剩余油区域难以建立注采流线。

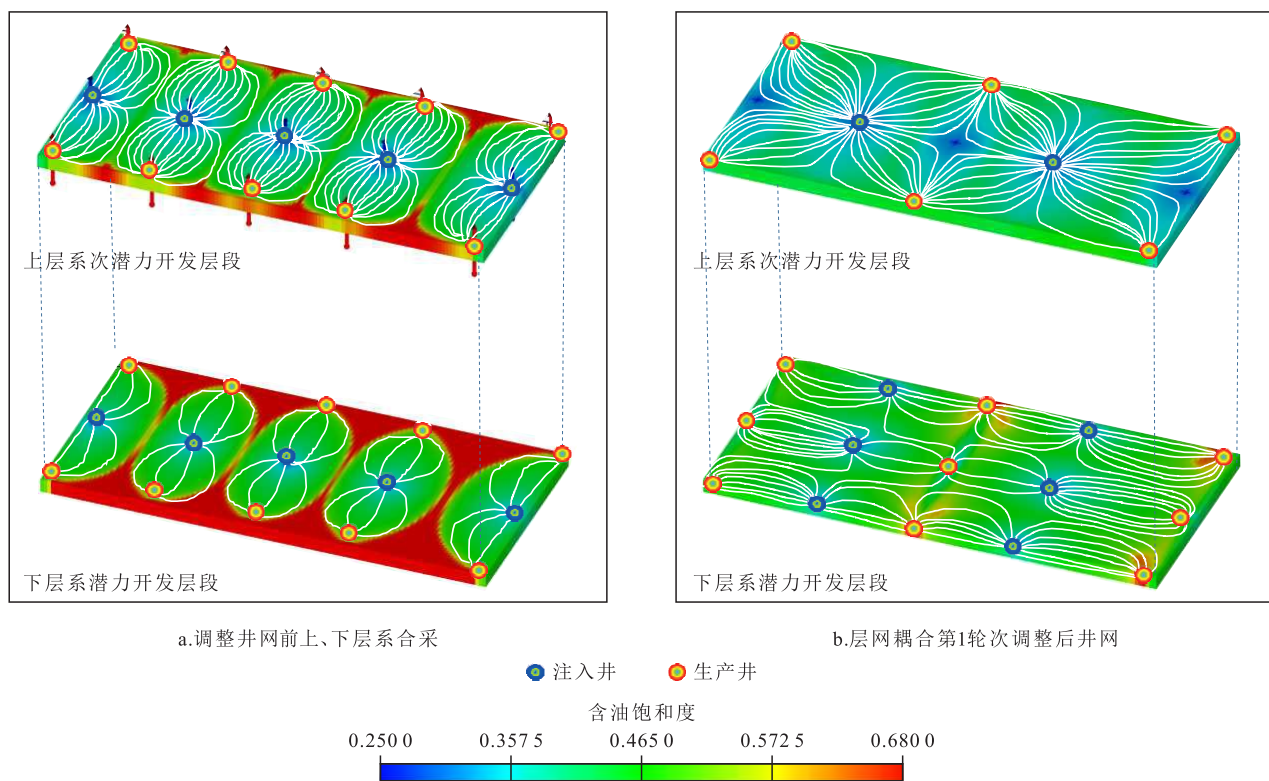


图 11 纵向动态层网耦合开发模式

Fig.11 Development models for dynamic layer and well pattern coupling in vertical direction

发挥Ng1-2(上层系)、Ng3-4(本层系)、Ng5-6(下层系)多层系老井优势,在七点法面积井网整体转为交错行列式井网基础上,井组局部通过大修定向、老井侧钻等“搭桥”新建流线,实现深度调流场,极致动用剩余油,综合利用本层系及外层系老井103口、归位井55口整体转井网变流线,并通过优化部署定向大修、侧钻井11口,“搭桥”新建流线23条。如图12所示,在部分井组七点法转行列井网变流线基础上,通过局部大修定向井“搭桥”建流线。

2020年1月实施后,区块压减无效日产液量为

1 410 t/d,综合含水率降低0.7百分点,连续4 a日产油量保持稳定(图13),实现减液不减油、采收率提高2.1百分点。

4.2 孤岛油田中一区Ng4单元大压力梯度注采优化开发

孤岛油田中一区Ng4单元石油地质储量为 $2\ 857\times 10^4\text{t}$,Ng4砂层组为连片河流相储层,调整前综合含水率为98.1%,采出程度为57.2%,整体波及较好,剩余油呈现低饱和度普遍分布特征,平均剩余油饱和度为0.38,堵水调剖、常规变流线调整效果

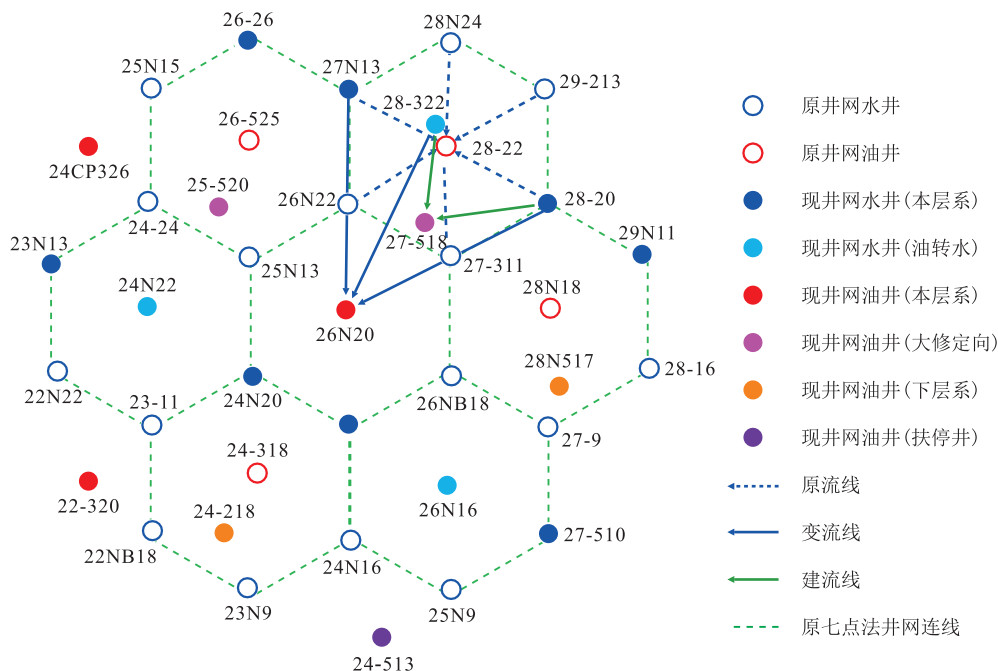


图12 孤岛油田中二中Ng3-4单元“变流线+”开发调整

Fig.12 “variable flowline+” development adjustment of Ng3-4 in Zhongerzhong Block in Gudao Oilfield

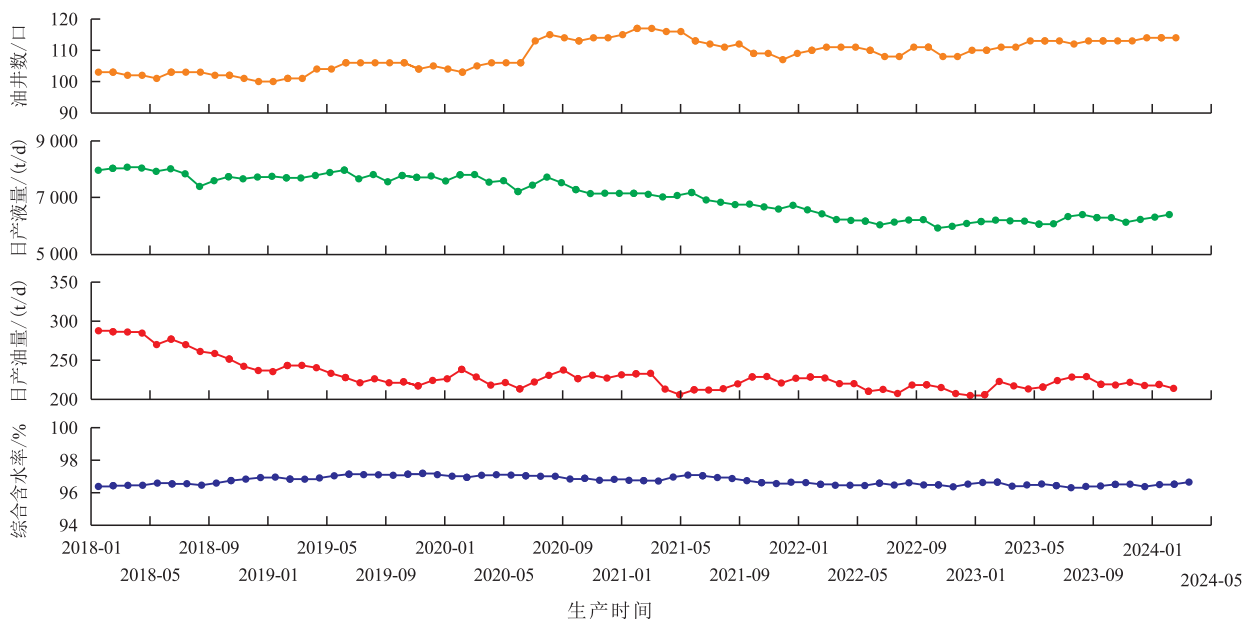


图13 孤岛油田中二中Ng3-4单元生产曲线

Fig.13 Production curves of Ng3-4 in Zhongerzhong Block in Gudao Oilfield

均不明显。综合考虑岩相、地层能量分布及注采井距等差异性,在保持整体注采速度不变的情况下,分区差异化调整注采结构,构建大压力梯度场,探索油藏差异化提高驱替压力梯度高效动用更小孔隙剩余油的可行性。设计点坝细砂岩相高能量、小井距井区实施油井端提液,点坝粉砂岩相低能量、小井距井区实施降液增注,点坝细砂岩相中等能量、大井距井区实施提液增注,点坝粉砂岩相低能量、大井距井区实施水井端增注(表3)。

表3 孤岛油田中一区Ng4单元差异化注采调整提高驱替压力梯度方式
Table3 Differential injection-production adjustment methods for improving displacement pressure gradients of Ng4 in Zhongerzhong Block in Gudao Oilfield

主要岩相类型	动液面/m	平均井距/m	提高驱替压力梯度方式
点坝细砂岩相	<200	250	油井端提液
点坝粉砂岩相	>400	250	降液增注
点坝细砂岩相	200~400	400	提液增注
点坝粉砂岩相	>400	400	水井端增注

自2022年分区实施差异化注采调整以来,已累计实施80余井次,取得较好效果。典型井组GD1-3-819见效显著,同时受GD1-4-823、GD1-3-N17和GD1-2-171井增注影响,提液增注后日产油量由1.1 t/d升至高峰3.0 t/d。整个区块实施后呈负递减趋势,日注水量由9 655 m³/d升至10 251 m³/d,日产液量由9 811 t/d升至10 220 t/d,日产油量由191 t/d升至214 t/d,综合含水率下降0.2百分点,提高采收率1.4百分点。

4.3 东辛油田营17西单元动态层网耦合开发

营17西单元为高渗透多层砂岩油藏,其主力砂层组沙二段10-14石油地质储量为89×10⁴t,纵向上分为5个砂层组、24个含油小层,一套层系开发,调整前综合含水率为93.1%,采出程度为28.4%。区块由于纵向小层多、非均质性强,层间干扰明显,高含水阶段部署新井进行层系细分完善的物质基础、经济效益均较差;平面受注采井网、物性差异影响,水驱不均衡。针对研究区块面临的层间、平面流线固化问题,利用分层注采工艺,通过层段细分、周期开关井,构建动态层网耦合开发模式,实现弱驱层段、平面弱驱部位剩余油的均衡有效动用。

根据剩余油饱和度、物性及水井吸水差异等,将24个含油小层细分为沙二段10¹-11³和11⁶-14⁵共2个层段。其中,下段受储层物性及井网形式影响,呈现局部极端耗水特征,为次潜力层段,充分利用老井优化注采井网,将小井距正对注水抽稀为大井

距侧向斜对注水,注采井距由250~350 m增至350~400 m,降低无效耗水;上段受层间干扰影响整体动用较差,为潜力层段,通过完善注采井网、强化注水补能,进一步均衡流场提高注水质量。根据不同层段开发状况及数值模拟预测结果,确定层段轮换周期为6~12个月,平均单井日产液量为20~40 t/d,地层压力保持水平为1.0~1.2,采液速度为13%~15%,平均单井日注水量为45 m³/d。

自2019年12月以来,营17西单元已实施4个周期的调整,油井换层15次,注采调配30余次,区块日产油量由14.8 t/d最高增至21.8 t/d,区块连续4 a保持负递减,压减低效液量126 m³/d,综合含水率下降5百分点(图14),吨油运行成本由273元降至145元,开发态势和效益持续向好。

5 结论

在极端耗水层带形成机制认识及变流线调整技术基础上,基于微观物理模拟实验,创新提出流场调控具有“继承性、冗余性和再生性”特征的认识,指导形成了胜利油田中高渗透高含水油藏流场调控深度开发技术体系。

(1)流场调控具有继承性特征,指导形成“变流线+”开发技术。通过变流线进行流场调控,相当比例的水流路径沿着转向前形成的路径进行渗流,储层非均质性越强,水流路径继承性越强,“搭桥”建流线可有效降低继承性,扩大波及区域,在此基础上形成“变流线+”开发技术,“搭桥”建流线高效动用强非均质控制的局部富集剩余油,在孤岛油田中二中Ng3-4等单元应用实现稳效开发。

(2)流场调控具有冗余性特征,指导形成大压力梯度注采优化开发技术。提高驱替压力梯度时,水流路径优先扩展至渗流阻力较小的原波及区域孔隙,驱替压力梯度只有超过阈值才能突破冗余性,进一步动用未波及区域孔隙的剩余油,大幅度提高驱油效率,在此基础上形成大压力梯度注采优化开发技术,通过不同的大压力梯度场构建方式,差异化提高剩余油动用程度,在孤岛油田中一区Ng4等单元应用实现降水增油。

(3)流场调控具有再生性特征,指导形成动态流场调控技术。在变流线初期可有效扩大渗流面积,随着变流线后注入水量增加,在渗流区域内再次形成了极端耗水层带,渗流面积再次缩小,需要不断动态调控流场,才能实现更大程度均衡驱替,

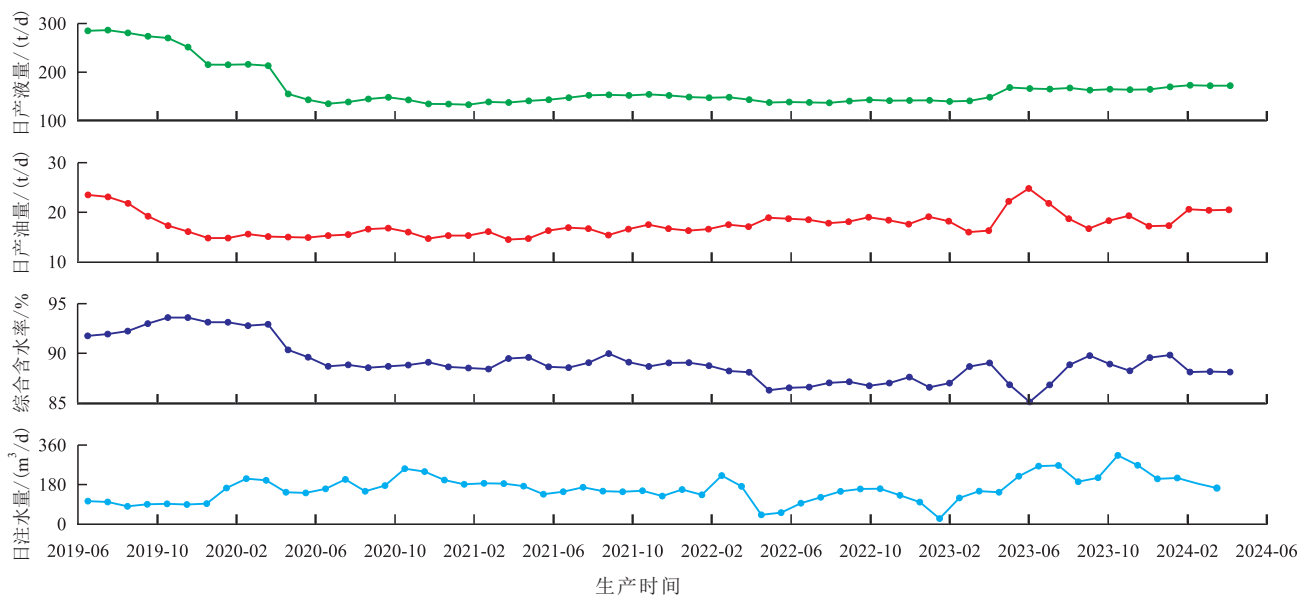


图14 东辛油田营17西单元生产曲线

Fig.14 Production curves of Ying-17 Block in Dongxin Oilfield

在此基础上形成动态流场调控技术,建立纵向动态层网耦合开发、平面脉冲注采开发模式,在东辛油田营17西等单元应用促进产量上升。

矿场实践证明,流场调控机制及深度开发技术体系为强非均质性油藏高效长效流场调控、厚层油藏经济有效动用更小孔隙剩余油、多层油藏均衡驱替提供有力技术支撑,取得了高效动用剩余油、抑制极端耗水层带再生、提高水驱效率的效果,可为中高渗透高含水油藏改善开发效果、进一步提高采收率提供借鉴。

参考文献

- [1] 王永臻,吴裕根,门相勇.我国老油田稳产形势、挑战及前景展望[J].石油科技论坛,2024,43(3):18-23.
WANG Yongzhen, WU Yugen, MEN Xiangyong. Situation, challenges and prospects for stable production of China's old oilfields[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2024, 43(3):18-23.
- [2] 刘合,杜庆龙,高兴军,等.高含水老油田深度开发面临挑战及发展方向[J].大庆石油地质与开发,2024,43(4):15-24.
LIU He, DU Qinglong, GAO Xingjun, et al. Challenges and development direction for deep development of high water-cut mature oilfields[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(4):15-24.
- [3] 张赫,单高军,杜庆龙,等.大庆长垣油田特高含水后期水驱开发技术难题及其对策[J].大庆石油地质与开发,2022,41(4):60-66.
ZHANG He, SHAN Gaojun, DU Qinglong, et al. Technical challenges and solutions of water flooding development in late stage of ultra-high water cut in Placanticline oilfield in Daqing[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(4):60-66.
- [4] 王增林,张贵才,靳彦欣,等.特高含水整装油田不同级次水驱带划分标准与体积计算方法[J].油气地质与采收率,2022,29(5):75-82.
WANG Zenglin, ZHANG Guicai, JIN Yanxin, et al. Classification criteria and volume calculation method for different graded waterflooding zones of uncompartmentalized oilfields at ultra-high water cut stage[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(5):75-82.
- [5] 曹小朋,于春磊,赵文景,等.含部分封闭断层油藏水驱优势渗流通道演化规律[J].油气地质与采收率,2024,31(1):78-86.
CAO Xiaopeng, YU Chunlei, ZHAO Wenjing, et al. Evolution law of dominant flow channel of water flooding in partially enclosed fault reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(1):78-86.
- [6] 黄迎松.特高含水阶段油藏水驱规律研究[J].特种油气藏,2018,25(1):95-99.
HUANG Yingsong. Waterflooding performance of oil reservoir in ultra-high water-cut stage[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2018, 25(1):95-99.
- [7] 朱丽红,杜庆龙,姜雪岩,等.陆相多层砂岩油藏特高含水期三大矛盾特征及对策[J].石油学报,2015,36(2):210-216.
ZHU Lihong, DU Qinglong, JIANG Xueyan, et al. Characteristics and strategies of three major contradictions for continental facies multi-layered sandstone reservoir at ultra-high water cut stage[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2):210-216.
- [8] 白振国,姜雪岩,杨光耀,等.大庆油田水驱开发技术及其发展方向[J].大庆石油地质与开发,2024,43(4):25-33.
BAI Zhenguo, JIANG Xueyan, YANG Guangyao, et al. Water flooding development technology in Daqing Oilfield and its development direction[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(4):25-33.

- ment in Daqing, 2024, 43(4): 25-33.
- [9] 刘博, 张荣达, 张伊琳, 等. 双河油田高耗水条带影响因素及治理对策可行性研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(6): 96-102.
- LIU Bo, ZHANG Rongda, ZHANG Yilin, et al. Influencing factors and countermeasures feasibility of high water consumption strip in Shuanghe Oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6): 96-102.
- [10] 李远光, 方越, 石璐, 等. 特高含水油田高耗水层带识别方法研究——以双河油田为例[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(4): 65-68.
- LI Yuanguang, FANG Yue, SHI Lu, et al. Identification method of high-water consumption zone in super high water cut oilfield by taking Shuanghe oilfield as an example[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(4): 65-68.
- [11] 张世明, 杨勇. 特高含水水驱油藏流场边界动态追踪模型研究[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(2): 91-99.
- ZHANG Shiming, YANG Yong. Study on the dynamic tracking model of flow field boundaries in water drive reservoirs at ultra-high water cut stage[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(2): 91-99.
- [12] 贾德利, 刘合, 张吉群, 等. 大数据驱动下的老油田精细注水优化方法[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(3): 629-636.
- JIA Deli, LIU He, ZHANG Jiqun, et al. Data-driven optimization for fine water injection in a mature oil field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3): 629-636.
- [13] 谷建伟, 刘志文, 于秀玲, 等. 基于剩余油可动潜力控制程度的井网调整研究[J]. 特种油气藏, 2017, 24(6): 84-89.
- GU Jianwei, LIU Zhiwen, YU Xiuling, et al. Well Network adjustment based on the movable potential control-level of remaining oil[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2017, 24(6): 84-89.
- [14] 李晓军, 杨维, 黄爱先, 等. 辛11水驱断块层间轮转注水动力学挖潜措施研究[J]. 非常规油气, 2021, 8(2): 71-79.
- LI Xiaojun, YANG Wei, HUANG Aixian, et al. Study on hydraulic dynamic potential digging measures of interlayer rotation injection and production in Xin 11 water driving fault block[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(2): 71-79.
- [15] 吕晶, 孙业恒, 刘丽杰, 等. 正韵律水驱油藏高耗水层带分布规律研究[C]//西安石油大学, 中国石油大学(华东), 陕西省石油学会. 2021 油气田勘探与开发国际会议论文集: 中册. 青岛, 2021: 9.
- LÜ Jing, SUN Yeheng, LIU Lijie, et al. Research of the distribution rule of high water consumption zone in positive rhythm water-drive reservoir[C]//Xi'an Shiyou University, China University of Petroleum (East China), Shaanxi Petroleum Society. Proceedings of International Field Exploration and Development Conference 2021: Volume 2. Qingdao, 2021: 9.
- [16] 崔传智, 韩兴源, 郇绍献, 等. 水驱油藏高含水期耗水条带表征指标及分级方法[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(3): 85-91.
- CUI Chuanzhi, HAN Xingyuan, BING Shaoxian, et al. Characterization indexes and grading method of water-consumption zones in waterflooding oil reservoirs during high water cut period[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(3): 85-91.
- [17] 黄迎松. 用于高耗水层带判别的干扰试井方法[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(6): 749-755.
- HUANG Yingsong. An interference well test method for the identification of high-consumption water zone[J]. Oil Drilling and Production Technology, 2019, 41(6): 749-755.
- [18] 刘志宏, 朱奇, 冯其红, 等. 高耗水层带的级别划分方法[J]. 特种油气藏, 2018, 25(6): 114-119.
- LIU Zhihong, ZHU Qi, FENG Qihong, et al. Level division for high water consumption zone[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(6): 114-119.
- [19] 姜瑞忠, 王平, 候玉培, 等. 基于BP神经网络的油藏流场评价体系研究[J]. 断块油气田, 2012, 19(3): 319-322.
- JIANG Ruizhong, WANG Ping, HOU Yupei, et al. Study on reservoir flow field evaluation system based on BP neural network[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2012, 19(3): 319-322.
- [20] 张乔良, 姜瑞忠, 姜平, 等. 油藏流场评价体系的建立及应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(3): 86-89.
- ZHANG Qiaoliang, JIANG Ruizhong, JIANG Ping, et al. Establishment and application of oil reservoir flow-field evaluating system[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(3): 86-89.
- [21] 吴义志. 基于流场强度的注采调控优化方法[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2020, 35(6): 54-59.
- WU Yizhi. Optimization method of injection-production control based on flow field intensity[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2020, 35(6): 54-59.
- [22] 卜亚辉. 基于适配关系的高含水油藏流场调控优化方法[J]. 断块油气田, 2022, 29(5): 692-697.
- BU Yahui. Optimization method of flow field control in high water cut reservoir based on matching relationship[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(5): 692-697.
- [23] 杨冰, 傅强, 官敬涛, 等. 特高含水油藏不同井网流场调整模拟与驱油效率[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(4): 519-524.
- YANG Bing, FU Qiang, GUAN Jingtao, et al. Oil displacement efficiency based on different well pattern adjustment simulation in high water cut reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(4): 519-524.
- [24] 孙焕泉, 杨勇, 王海涛, 等. 特高含水油藏剩余油分布特征与提高采收率新技术[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2023, 47(5): 90-102.
- SUN Huanquan, YANG Yong, WANG Haitao, et al. Distribution characteristics of remaining oil in extra-high water cut reservoirs and new technologies for enhancing oil recovery[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2023, 47(5): 90-102.
- [25] 王建, 刘丽杰, 吴义志, 等. 胜利油田水驱开发技术进展及发展

- 方向[J].油气地质与采收率,2024,31(5):99-112.
- WANG Jian, LIU Lijie, WU Yizhi, et al. Progress and direction of water flooding development technologies in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(5): 99-112.
- [26] 陈德坡,刘焕成,陈姝宁.孤东油田七区西馆五段曲流河点坝内部构型[J].新疆石油地质,2019,40(2):188-193.
- CHEN Depo, LIU Huancheng, CHEN Shuning. Internal configuration of meandering river point bar in the fifth member of Guntao formation in the western district 7, Gudong oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(2): 188-193.
- [27] 罗贺元,罗水亮,李林祥,等.孤东油田四区馆陶组曲流河储层构型表征及对剩余油的控制[J].大庆石油地质与开发,2023,42(1):134-141.
- LUO Heyuan, LUO Shuiliang, LI Linxiang, et al. Characterization of meandering river reservoir architecture and control on remaining oil in Guantao Formation of Block 4 in Gudong oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(1): 134-141.
- [28] 李洪辉,岳大力,李伟,等.基于分频智能反演的曲流河点坝与废弃河道识别[J].石油地球物理勘探,2023,58(2):358-368.
- LI Honghui, YUE Dali, LI Wei, et al. Identification of point bar and abandoned channel of meandering river by spectral decomposition inversion based on machine learning [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2023, 58(2): 358-368.
- [29] 李廷礼,郑文乾,耿志刚,等.基于微观孔喉结构的剩余油形成机理与动用界限研究[J].科学技术与工程,2023,23(30):12 892-12 899.
- LI Tingli, ZHENG Wenqian, GENG Zhigang, et al. Formation mechanism and flow limits of residual oil based on microscopic pore throat structure [J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(30): 12 892-12 899.
- [30] 孙焕泉,张宗標,杨勇,等.胜利油田特高含水期提高采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2023.
- SUN Huanquan, ZHANG Zonglin, YANG Yong, et al. Enhanced oil recovery technology in the ultra-high water cut stage of Shengli Oilfield [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2023.
- [31] 温希娟,李发荣.罗马什金油田开发综述[J].国外油田工程,2010,26(12):3-6.
- WEN Xijuan, LI Farong. The developing summary of Romashkinskoye oilfield [J]. Foreign Oilfield Engineering, 2010, 26(12): 3-6.
- [32] 李宜强,何书梅,赵子豪,等.基于剩余油动用规律的高含水油藏水驱扩大波及体积方式实验[J].石油学报,2023,44(3):500-509.
- LI Yiqiang, HE Shumei, ZHAO Zihao, et al. Experiment on enlargement of swept volume by water flooding in high water cut reservoir based on the remaining oil displacement law [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(3): 500-509.

编辑 邹滢滢