

引用格式:曹绪龙,石静,张磊,等.高温高盐油藏化学驱提高采收率理论与矿场应用[J].油气地质与采收率,2024,31(5):16-26.

CAO Xulong, SHI Jing, ZHANG Lei, et al. Review of theoretical technologies and field application of chemical flooding for enhanced oil recovery in high-temperature and high-salinity reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(5): 16-26.

高温高盐油藏化学驱提高采收率 理论与矿场应用

曹绪龙,石静,张磊,刘煜,巩锦程,张文龙,张娜

(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:化学驱是提高采收率的重要方法之一,在油田高效开发中发挥了重要作用。基于中外化学驱技术的发展现状,针对高温高盐的苛刻油藏条件,系统总结了胜利油田化学驱提高采收率的理论技术。通过梳理胜利油田60a来化学驱技术从室内研究到矿场应用所攻克的技术难题,介绍了高温高盐油藏化学驱的发展历程。通过认识驱油剂之间以及驱油剂与原油之间的相互作用和构效关系,迭代创建了高温高盐油藏聚合物“黏弹并重扩波及”理论、表面活性剂“油剂相似富集、阴非加合增效”理论和黏弹性颗粒“变形调驱”理论,并攻关形成了具有胜利特色的高温高盐油藏聚合物驱技术、无碱二元复合驱技术和非均相复合驱技术,攻克了温度为85℃、矿化度为30000 mg/L的油藏大幅度提高采收率的难题,矿场实施的96个化学驱项目的年产油量连续20a占油田年产油量的11%以上。该系列技术为胜利油田产量稳定和可持续发展做出了重要贡献。

关键词:化学驱;高温高盐油藏;提高采收率;理论技术;加合增效

文章编号:1009-9603(2024)05-0016-11

DOI:10.13673/j.pgre.202406001

中图分类号:TE357.46

文献标识码:A

Review of theoretical technologies and field application of chemical flooding for enhanced oil recovery in high-temperature and high-salinity reservoirs

CAO Xulong, SHI Jing, ZHANG Lei, LIU Yu, GONG Jincheng, ZHANG Wenlong, ZHANG Na

(Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company,
SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: Chemical flooding is one of the essential means to enhance oil recovery and has played an important role in the efficient development of oilfields. Based on the current development status of chemical flooding technology in China and abroad, the theory and technology of chemical flooding for enhanced oil recovery in Shengli Oilfield were systematically summarized in response to the harsh conditions of high temperature and high salinity reservoirs. This article reviewed the theoretical and technical challenges overcome in the development of chemical flooding technology from indoor research to field application and introduced the development process of chemical flooding in high-temperature and high-salinity reservoirs of Shengli Oilfield over the past 60 years. By understanding the interaction and structure-activity relationships between oil displacement agents and between oil displacement agents and crude oil, Shengli Oilfield iteratively created the theory of “equal emphasis on viscoelasticity and expansion” for polymers in high-temperature and high-salinity reservoirs, the theory of “similar enrichment of oil agents and anionic non-ionic additive efficiency enhancement” for surfactants, and the theory of “control flooding by deformation” for viscoelastic particles. Shengli Oilfield also developed polymer flooding technology, alkali-free binary composite flooding technology, and heterogeneous composite flooding technology for high-temperature and high-salinity reservoirs with the characteristics of Shengli Oilfield and overcame the prob-

收稿日期:2024-06-03。

作者简介:曹绪龙(1964—),男,河北黄骅人,正高级工程师,博士,从事化学驱大幅度提高原油采收率研究与管理工。E-mail:dzycxl@163.com。

lem of significantly enhancing oil recovery in reservoirs with a temperature of 85 °C and a mineralization of 30 000 mg/L. The annual oil production of 96 chemical flooding projects implemented in the field has accounted for over 11% of the oilfield's production for 20 consecutive years. This series of technologies has made important contributions to the stable production and sustainable development of the Shengli Oilfield.

Key words: chemical flooding; high-temperature and high-salinity reservoirs; enhanced oil recovery; theory and technology; additive efficiency enhancement

化学驱技术通过向油藏注入化学剂,提高注入流体的波及系数和洗油效率,从而提高原油采收率,包括碱驱、聚合物驱、表面活性剂驱和复合驱等。碱驱是最早的化学驱方法,于1917年由美国SQUIRED提出^[1],之后,WASAN等通过深入研究碱-原油、碱-岩石间的反应动力学,提出了“最佳盐度”“最佳碱度”等经典概念。中国关于碱驱的研究起步较晚,主要针对硅酸钠与原油间的反应和碱耗问题。表面活性剂驱于20世纪20年代由美国GROOT首次报道。1954年,WINSOR针对油-水-表面活性剂体系的相态变化提出了著名的Winsor原则,推动了表面活性剂驱理论的进步^[2]。20世纪80年代,中国学者基于相态理论开展了微乳液研究,并在表面活性剂设计与合成、油-水-表面活性剂体系相平衡、岩石表面吸附滞留等方面取得了一些成果。聚合物驱始于20世纪50年代末,PYE等认为其机理是通过增加水相黏度、降低水相渗透率而改善水油流度比,扩大波及系数^[3]。此外,王德民等研究发现,黏弹性聚合物可以通过“拉、拽”作用提高微观洗油效率^[4]。复合驱方面,20世纪70年代FOSTER和LAKE等提出了毛管数理论,将毛管数定义为水驱油过程中黏性驱动力与毛细管阻力的比值。对于滞留在孔隙结构中的油滴,其能否发生运移受到毛管数的直接影响,油水两相驱替的最终剩余油饱和度与毛管数密切相关^[5-6]。

在理论认识的基础上,部分化学驱技术逐渐完善并实现工业化应用,包括聚合物驱、三元复合驱(碱+表面活性剂+聚合物)和无碱二元复合驱(聚合物+表面活性剂)。聚合物驱最早于20世纪50年代开展室内研究,并于1964年在美国Huntington Beach油田开展了首例先导试验,且在之后5年陆续实施了16个矿场试验。70年代至80年代,聚合物驱技术高速发展,美国共开展了180余个矿场试验,且超过半数取得了经济收益。在此期间,聚合物驱也在前苏联阿尔兰、法国Chatearenard和加拿大Rapdan等多个油田进行了工业试验^[7-8]。中国聚合物驱室内研究始于20世纪60年代,1972年在大庆油田开展了小井距矿场试验,并于“七五”“八五”和

“九五”期间取得了长足进步。从1996年起,大庆、胜利、大港、河南、吉林、辽河和新疆等油田先后开展了先导试验和工业扩大试验。目前中国已成为世界上使用聚合物驱规模最大、增产效果最好的国家。三元复合驱技术于20世纪80年代提出,在保证驱油性能的同时大幅降低了表面活性剂用量。Kiehl油田开展了首例三元复合驱矿场试验,原油采收率提高达15%以上。Tanner和Cambridge等油田也相继开展了矿场试验,采收率提高幅度均超过10%^[9]。1992年胜利油田实施了中国首例小井距三元复合驱现场试验,降水增油效果显著。大庆和克拉玛依等油田也先后开展了先导试验并逐渐扩大规模,采收率增幅约为20%^[10]。与三元复合驱相比,无碱二元复合驱避免了采出液难处理、储层损伤和井筒结垢等问题,且通过设计合理体系可与三元复合驱提高采收率效果相近,因此受到广泛关注^[11-12]。20世纪60至80年代,美国的Illinois、Ranger和East Wilmington等油田开展了多个表面活性剂胶束无碱二元复合驱矿场试验,原油增产效果可观,但存在表面活性剂使用浓度过高等问题^[13]。印度尼西亚Medco和马来西亚Petronas等石油公司也针对本国老油田开展了无碱二元复合驱矿场试验。2003年胜利油田解决了在无碱条件下的界面张力超低问题,取得了良好的开发效果。

中外化学驱应用的油藏条件存在显著差别。例如,美国Tanner油田为砂岩储层,油藏温度为79 °C,地层原油黏度仅为11 mPa·s。美国Illinois盆地Bridgeport油田地层水矿化度为16 000 mg/L,油藏温度仅为27 °C,地层原油黏度仅为11 mPa·s。大庆油田油藏平均温度为45 °C,地层水矿化度仅为4 000~6 000 mg/L。基于现场试验,大庆油田提出三元复合驱适用的油藏条件为:油藏温度低于75 °C,地层水矿化度小于10 000 mg/L,钙镁离子质量浓度小于100 mg/L,地层原油黏度小于50 mPa·s^[14]。与之相比,胜利油田属于陆相河流相沉积油藏,具有油藏温度高(60~120 °C)、地层水矿化度高(6 000~100 000 mg/L)、地层原油黏度高(50~2 000 mPa·s)等特点。由于高温高盐高黏油藏条件下,已有化学驱油剂稳

定性及驱油性能大幅度下降,无法满足大幅度提高采收率要求,化学驱技术在胜利油田推广应用面临巨大挑战^[15-16]。

胜利油田聚焦发展高温高盐油藏化学驱技术难题,经过60多年的持续攻关研究,创建并迭代形成了“高温高盐油藏聚合物驱”“聚合物加合增效”和“驱油剂加合增效”等化学驱理论,明晰了不同类型油藏化学驱开发思路及研究方向,形成了适用于高温高盐油藏的聚合物驱、无碱二元复合驱和非均相复合驱等技术系列,矿场应用取得了显著的降水增油效果,攻克了高温高盐油藏大幅度提高采收率难题,支撑了胜利油田的产量稳定与可持续发展。

1 胜利油田化学驱发展历程

20世纪60年代,胜利油田开始尝试利用化学方法开展化学驱提高原油采收率的基础研究,对胜利油田不同类型油藏化学驱可行性进行探索。70年代,开展了表面活性水驱、稠化水驱的可行性研究。在胜坨油田探索了胶板聚合物驱油的井组试验。80年代,在孤岛油田开展了稠油碱水驱和聚合物驱可行性研究。室内研究了不同类型的碱驱替重油的可行性,围绕单一碱降低界面张力难的问题,尝试了碱+低浓度表面活性剂的实验,开展了不同类型表面活性剂相态、碱耗动力学研究,探索了驱油用石油磺酸盐研制,较系统研究了矿化度对聚合物增黏性能的影响。90年代,通过国家“八五”“九五”科技攻关项目、“973”、攀登B等国家级基础性研究项目,针对孤岛和孤东油田开展了系统的ASP三元复合驱和聚合物驱的研究。实验研究取得了显著进展,并开展了先导试验。1992年,在孤岛油田中一区Ng3单元进行了聚合物驱先导试验,综合含水率降幅超过20%,日产油量增加了2.9倍,提高采收率12.0%。1992年在孤东油田基于相态理论研究成果开展了三元复合驱矿场试验。基于增大毛管数以降低原油饱和度的研究成果,1997年在孤岛油田西区北开展了三元复合驱矿场试验。“十一五”期间,针对单一聚合物驱洗油效率低、三元复合驱乳化和结垢严重等难题,开展了无碱低浓度表面活性剂二元复合驱研究,基于切割的24组孤岛原油组分和不同类型不同相对分子质量的表面活性剂系统研究了构效关系,阐述了聚合物与表面活性剂之间作用机制,提出了以“油剂相似富集、阴非加合增效、聚表抑制分离”为内涵的聚合物加合增效理论,

解决了无碱条件下仅使用低浓度表面活性剂获得超低界面张力的难题,研发了石油磺酸盐+非离子表面活性剂复配表面活性剂体系,设计了无碱二元复合驱配方。2003年在孤东油田七区西Ng5⁴-6¹单元开展了中国首例无碱二元复合驱(聚合物+表面活性剂)先导试验,综合含水率下降了38%,提高采收率18%^[17-18]。围绕胜坨油田一区高温高盐Ⅱ类油藏难题,系统研究了不同类型聚合物增黏特征及热稳定性特征,解决了高温高盐Ⅱ类油藏聚合物驱可行性问题。在胜坨一区沙二段1-3单元开展了先导试验,综合含水率由注聚合物前的95.9%最低降至81.7%,日产油量由注聚合物前的261 t/d最大上升至608 t/d,取得显著降水增油效果。“十二五”至“十三五”期间,依托国家科技重大专项项目,针对聚合物驱后油藏如何进一步提高采收率的问题,在驱油剂构效关系研究的基础上,胜利油田研发了具有深部调驱能力的部分支化部分交联黏弹性颗粒驱油剂,构筑了固液共存的非均相体系,完成了从“液液均相”到“液固非均相”理念的转变,阐明了驱油体系在油藏多孔介质中“暂堵变形运移、黏弹增阻扩波、调洗协调增效”的驱油机理,形成了驱油剂加合增效理论,攻克聚合物驱后油藏深部调驱和液流转向难题,形成了非均相复合驱技术^[19]。2010年在孤岛油田中一区Ng3单元聚合物驱后油藏开展中外首例非均相复合驱先导试验,提高采收率8.5%,最终采收率高达63.6%。

2 高温高盐油藏化学驱理论概述

2.1 高温高盐油藏聚合物驱理论

传统聚合物驱理论主要强调聚合物增黏扩大波及的作用。胜利高温高盐油藏原油黏度高,通过提高聚合物注入浓度和黏度,可以提升聚合物驱效果,但考虑注聚合物的经济性,需要解决聚合物与原油合理黏度比的问题。通过室内实验,研究了不同注入黏度下聚合物驱的采收率增值,确定了胜利高温高盐油藏聚合物与原油的合理黏度比界限为0.15~0.5(图1)。此外,在高温高盐油藏条件下,聚合物分子蜷曲严重,黏度损失大,仅靠增黏来扩大波及的效果有限,仍存在较严重的指进现象,需要解决聚合物较低的注入黏度下如何扩大波及的难题。通过研究相同黏度不同相对分子质量的聚合物对注入压力和阻力系数的影响,发现对于黏度相同的聚合物,其相对分子质量越高,弹性越高,注入

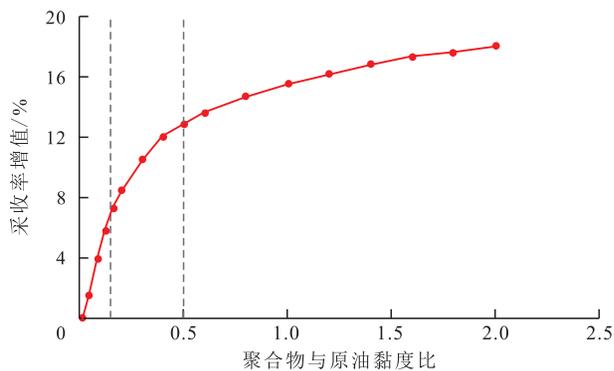


图1 聚合物与原油黏度比对采收率增值的影响

Fig.1 Effect of ratio of polymer and crude oil viscosity on enhanced oil recovery

压力越大。力学模拟及物理模拟研究结果表明,聚合物弹性对提高渗流阻力、扩大波及的效果有重要影响。黏度相同下,当弹性模量由28.5 mPa增加至100 mPa(即提高3.5倍)时,阻力系数增加2.5倍,在岩心中能够产生更高的阻力系数,扩大波及的效果显著提升。聚合物驱油理论由传统的“黏性扩波及”发展到“黏弹并重扩波及”,即黏性和弹性双重贡献才能满足高温高盐油藏扩大波及的要求^[20]。

2.2 无碱二元复合驱理论

由于储层非均质性强,原油黏度高,聚合物的流度控制作用必不可少。但聚合物提高洗油效率的能力较弱,单一聚合物驱提高采收率幅度有限。为寻求更大幅度提高采收率的实用方法,开展复合驱理论研究。

针对胜利油田原油酸值高的特点,首先开展三元复合驱研究。研究表明,碱水与表面活性剂在降低界面张力方面具有超加合作用^[21-22]。碱与石油酸原位生成石油皂,与表面活性剂在油水界面发生混合吸附,协同获得超低界面张力,驱油效率高。但碱一方面乳化原油造成采出液处理困难,另一方面碱与地层水中的钙镁离子反应导致结垢。去掉碱后,低浓度表面活性剂与原油之间的界面张力在 10^{-1} mN/m数量级,无法达到大幅度提高采收率所需的超低界面张力(10^{-3} mN/m数量级)。无碱条件下,低浓度表面活性剂如何达到超低界面张力是二元复合驱亟需解决的关键问题。

针对常规油藏(地层原油黏度小于100 mPa·s),通过理论计算、分子模拟和室内实验等手段,研究表面活性剂分子结构与界面活性的关系^[23]。研究表明,表面活性剂在油水界面上有序排列是获得超低界面张力的必要条件。与原油分子结构、大小相似的阴离子型磺酸盐类表面活性剂的界面效率高,降低界面张力能力强。但磺酸盐类表面活

性剂在油水界面排列不够紧密,饱和吸附时界面层内仍存在大量空腔,这些空腔的存在使单一磺酸盐类表面活性剂无法达到超低界面张力;非离子型烷醇酰胺类表面活性剂的界面效率低,但其界面饱和吸附量大。选择分子尺寸适当的非离子型表面活性剂楔入阴离子型表面活性剂分子排布界面空位,使油水界面上表面活性剂的吸附总量增大。阴离子与非离子表面活性剂复配能明显提高界面效率,增强表面活性剂界面活性,解决了在无碱条件下体系获得超低界面张力的问题。结合聚合物的流度控制作用,提出“聚合物与阴离子-非离子复配表面活性剂”的无碱二元复合驱油体系配方设计方法。

对于地层原油黏度为100~1 000 mPa·s的普通稠油油藏,以“增黏降张力”为核心的无碱二元复合驱油体系采收率低,这是由于普通稠油在岩石表面的黏附功高,仅靠降低界面张力无法使普通稠油从岩石表面有效剥离和启动。研究表明,表面活性剂在固液界面富集,通过润湿渗透作用促使原油启动和剥离。降低固液界面黏附功是提高普通稠油启动能力的关键,当黏附功小于阈值后,洗油效率迅速增大,驱油效率明显提高^[24]。同时,降低界面张力可以提升油滴变形通过孔喉能力,因此降低黏附功和降低界面张力是普通稠油油藏大幅度提高采收率不可或缺的因素。结合超高分高黏弹聚合物的抑制指进作用,提出“高黏弹聚合物+双效表面活性剂(降黏附功、降界面张力)”的驱油体系设计方法。

对于黏度更高(1 000~2 000 mPa·s)的普通稠油油藏,驱替压力梯度高,深部运移困难。表面活性剂通过乳化分散作用,与普通稠油形成多重分散型乳状液,可以实现驱替过程中宽油水体积比范围内高效降黏,大幅降低渗流阻力,解决普通稠油运移难的问题^[25]。提出“水相增黏+油相降黏”的双相调控驱油方法,指导“高黏弹聚合物+多功能表面活性剂(降黏附功、降界面张力、降原油黏度)”的驱油体系设计。

2.3 非均相复合驱理论

随着化学驱阵地向聚合物驱后油藏、高温高盐Ⅲ类油藏等条件更加苛刻的油藏转移,进一步大幅度提高采收率需要调驱能力更强的驱油体系。为此,胜利油田研发了黏弹性颗粒驱油剂,提出了非均相复合驱油方法。并通过攻关研究,解决了黏弹性颗粒驱油剂能否运移、怎样与储层孔喉相匹配、非均相复合驱油体系如何驱油等3大关键问题,形

成了非均相复合驱理论。

ABRAMS暂堵理论认为,当刚性颗粒的直径大于1/3孔喉直径时,颗粒会在孔喉处架桥堵塞,无法运移^[26]。因此,针对具有弹性、可变形的黏弹性颗粒驱油剂能否在多孔介质中运移、怎样实现运移的问题,利用微观力学模拟和物理模拟等方法,认识了黏弹性颗粒驱油剂在多孔介质中的变形运移规律。黏弹性颗粒驱油剂进入多孔介质后,在孔喉处堆积形成暂堵,导致局部压力升高;当压力升至临界变形压力后,颗粒发生变形通过孔喉,实现油藏深部运移;同时,进一步明确了驱替压力不低于临界变形压力是黏弹性颗粒驱油剂实现运移的关键。

研究表明,黏弹性颗粒驱油剂与储层孔喉之间存在匹配关系,若两者不匹配,黏弹性颗粒驱油剂或者易于通过孔喉,难以增加合理的压差;或者注入困难,难以实现深部调驱。因此,针对如何实现黏弹性颗粒驱油剂与孔喉匹配的问题,通过微观力学模拟和室内实验,研究了黏弹性颗粒驱油剂物性参数、孔喉大小等因素对黏弹性颗粒驱油剂变形通过孔喉时临界变形压力的影响,建立了弹性模量、粒径与孔喉直径比与临界变形压力的关系模版^[27],实现了不同油藏条件下黏弹性颗粒驱油剂个性化选择。

围绕非均相复合驱油体系如何实现大幅度提高采收率的问题,通过室内实验,明确了黏弹性颗粒驱油剂与聚合物、表面活性剂之间的协同增效作用机制。一方面,聚合物与黏弹性颗粒驱油剂支化链相互缠绕,强化了网络结构,提高了体系弹性,增加了渗流阻力,提高了扩大波及能力;另一方面,黏弹性颗粒驱油剂优先进入较大孔喉暂堵,局部驱替压力升高,使表面活性剂等后续均相流体转向进入小孔隙,实现小孔隙中剩余油的有效动用。基于黏弹性颗粒驱油剂、聚合物、表面活性剂构筑的非均相复合驱油体系能够显著改善油藏非均质性,有效动用不同类型剩余油,大幅度提高强非均质油藏的采收率^[28-29]。

通过高温高盐油藏化学驱理论研究,解决了高温高盐油藏、聚合物驱后油藏大幅度提高采收率的核心问题,指导耐温抗盐聚合物、无碱二元复合驱油体系和非均相复合驱油体系的研究,推动化学驱技术的创新发展。

3 高温高盐油藏化学驱技术

3.1 高温高盐油藏聚合物驱技术

胜利油田高温高盐的油藏条件使得聚合物面

临水解降解的挑战,影响其增黏能力。通过引入水合能力强、耐水解的单体,如2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸(AMPS)和N-乙烯基吡咯烷酮(NVP),与丙烯酰胺(AM)共聚,增加聚合物相对分子质量,同时提高分子链的抗蜷曲能力,使其在高温高盐条件下保持高黏度。此外,由于胜利油田高温高盐油藏属于中低渗透油藏,高相对分子质量高浓度聚合物的注入性较差,甚至造成堵塞。因此,根据孔喉内分子“架桥”原理,计算得到聚合物在不同浓度、不同相对分子质量下不发生堵塞时所对应的岩心等效孔喉半径界限值,并基于单因素交互的岩心渗流法,研究了不同渗透率岩心不发生堵塞时聚合物相对分子质量与浓度的界限,建立了聚合物与渗透率的定性匹配图版,并对应不同类型油藏,形成了系列聚合物驱技术。

3.1.1 高温高盐 I 类油藏聚合物驱技术

针对温度为65~70℃、地层水矿化度为5 000~10 000 mg/L、钙镁离子质量浓度为70~200 mg/L的胜利油田高温高盐 I 类油藏,研制了相对分子质量为 $1\,500\times 10^4$ 的部分水解聚丙烯酰胺。1992年10月在孤岛油田中一区Ng3单元进行了聚合物驱先导试验。注聚合物后,综合含水率由注聚合物前的92.1%最低降至70.9%,日产油量由注聚合物前的122 t/d最大上升至351 t/d(图2),累积增油量为 20×10^4 t,吨聚增油量为143 t/t。

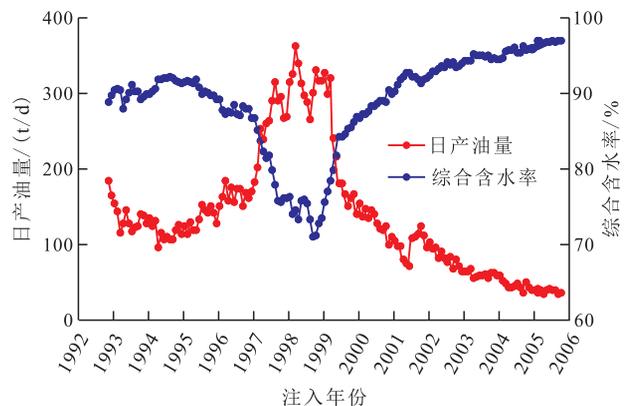


图2 孤岛油田中一区Ng3单元聚合物驱生产曲线
Fig.2 Production curve of Ng3 pilot test area with polymer flooding in District Zhong I of Gudao Oilfield

3.1.2 高温高盐 II 类油藏聚合物驱技术

针对温度为70~80℃、地层水矿化度为5 000~10 000 mg/L、钙镁离子质量浓度为70~400 mg/L的胜利油田高温高盐 II 类油藏条件,研制了相对分子质量为 $2\,000\times 10^4$ 的部分水解聚丙烯酰胺。1998年在胜坨油田一区沙二段1-3砂组开展了聚合物驱先导试验。注聚合物后,试验区综合含水率由注聚合

物前的95.9%最低降至81.7%,日产油量由注聚合物前的261 t/d最大上升至608 t/d(图3),累积增油量为 73.3×10^4 t,吨聚增油量为109 t/t。

3.1.3 高温高盐Ⅲ类油藏聚合物驱技术

高温高盐Ⅲ类油藏温度为80~95℃,地层水矿化度为20 000~100 000 mg/L,钙镁离子质量浓度为400~3 000 mg/L,常规部分水解聚丙烯酰胺在此油藏条件下黏度大幅降低。为了增强聚合物耐温抗盐性能,提高聚合物黏度,需要对常规聚合物进行改性。通过优选耐温抗盐功能单体,增加聚合物相对分子质量至 $3 000 \times 10^4$ 以上,研制了新型耐温抗盐高黏弹超高分多元共聚物。相对于常规部分水解聚丙烯酰胺,超高分多元共聚物增黏性提高1倍以上,黏弹模量提高2倍,在油藏条件下热老化90 d后黏度保留率提升88.9%(表1)。胜利油田在东辛营8单元进行了先导试验。截至2023年底,日产油量由12 t/d增加至18 t/d,含水率由97.3%降低至95.5%,已累积增油量超过 1.5×10^4 t。

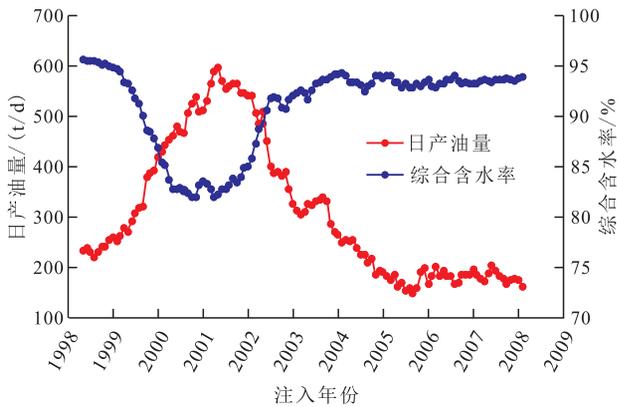


图3 胜坨油田一区沙二段1-3砂组聚合物驱生产曲线
Fig.3 Production curve of Es₂1-3 pilot test area in District 1 of Shengtuo Oilfield

表1 超高分多元共聚物和常规聚合物性能对比
Table1 Performance comparison of ultra-high molecular weight multicomponent copolymers and conventional polymers

聚合物类型	黏度/(mPa·s)	黏弹模量/mPa	热老化90 d的黏度保留率/%
常规聚合物	7.8	15	36
超高分多元共聚物	15.9	45	68

3.1.4 特高温油藏抗水解聚合物驱技术

改性聚合物引入的耐温抗盐功能单体含量一般小于20%,改性后的聚合物主体仍然为聚丙烯酰胺,只能适应温度小于95℃的油藏环境。当温度高于95℃时,改性聚合物所含有的酰胺根会发生水解反应,无法保证高温高钙镁离子浓度环境中黏度长期稳定。为此通过大幅降低丙烯酰胺含量,引入更多耐温抗盐功能单体同时引入抗水解单体,研制了

以非丙烯酰胺为主链的新型耐特高温抗水解聚合物^[30]。实验结果表明,耐特高温抗水解聚合物能够在温度为120℃、钙镁离子质量浓度为2 015 mg/L条件下,长期保持黏度稳定(图4)。目前抗水解聚合物驱已经在广利油田莱1西进行了先导试验。该区块油藏温度为115℃,地层水矿化度为44 465 mg/L,钙镁离子质量浓度为2 015 mg/L。先导试验成功后,可使聚合物驱的应用温度界限提高至120℃甚至更高,进一步扩大聚合物驱技术的应用范围。

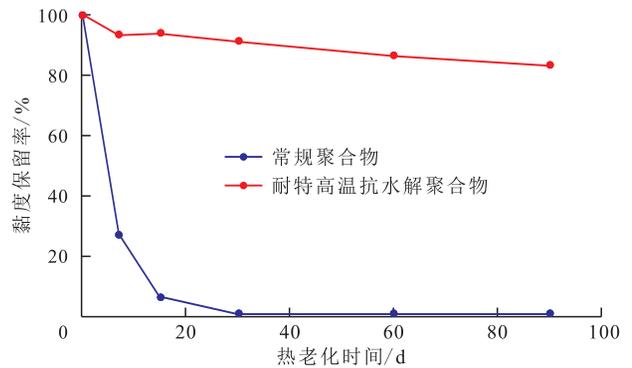


图4 耐特高温抗水解聚合物长期热稳定性
Fig.4 Thermal stability of anti-hydrolysis polymer suitable for ultra-high temperatures

此外,为了提高聚合物配注效果并缩短配注时间,聚合物配注方式由水射流向撬装全密闭绝氧方向发展。目前全密闭撬装配聚设备已经在胜利油田多个陆上和海上油田单元应用。现场运行结果表明,聚合物配注质量浓度最高可以达到15 000 mg/L,溶解+熟化时间由常规的2 h缩短到40 min之内,且占地面积小,特别适用于不适宜大规模建配聚站的断块及海上油田。

3.2 三元复合驱技术

基于相态理论和毛细管理论,以室内界面张力、乳化、化学剂吸附损耗和驱油等实验为基础,采用复配表面活性剂方式,研制了适合目的层油藏特点的低浓度表面活性剂+碱+聚合物三元复合驱油体系。综合室内实验和数值模拟研究,优化设计了复合驱矿场试验方案,并开展采出液、注入水及处理方法研究,形成了三元复合驱技术。1992年,应用该技术在孤东油田开展了中国首例小井距三元复合驱矿场试验,综合含水率由99.3%最低降至85.2%,采出程度由55.4%上升至76.2%(图5)。1997年,在孤岛西区开展了三元复合驱扩大试验,综合含水率由95.7%最低降至83.0%,日产油量由11.7 t/d最大上升至36.8 t/d(图6),降水增油效果显著。但碱的加入导致乳化、结垢严重等问题制约了三元复合驱技术的工业化推广应用。

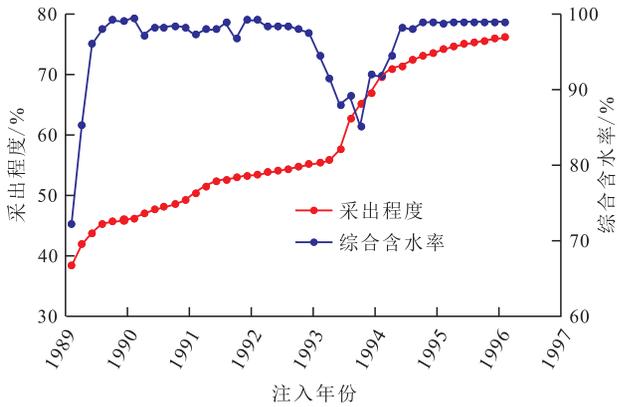


图5 孤东油田小井距三元复合驱生产过程中采出程度和综合含水率变化

Fig.5 Variation of recoveries and comprehensive water cut in production process of ternary composite flooding with small well spacing in Gudong Oilfield

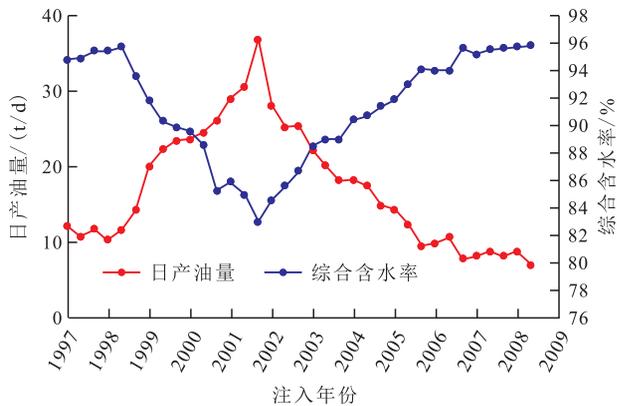


图6 孤岛西区三元复合驱生产曲线

Fig.6 Production curve of ternary composite flooding in western area of Gudao Oilfield

3.3 无碱二元复合驱技术

以解决无碱条件下界面张力难以达到超低的难题为基础,针对常规油藏和普通稠油油藏特征,建立了相对应的无碱二元复合驱技术。

3.3.1 常规油藏无碱二元复合驱技术

结合常规油藏特点,采用室内实验手段,分别研究了无碱二元复合驱油藏条件下界面张力限度、表面活性剂对油相的适应性及复配增效机理、聚合物与表面活性剂的作用机理、无碱二元复合驱表面活性剂性能以及表面活性剂在固液界面的吸附规律与色谱分离特征,设计了适合常规油藏的无碱二元复合驱配方“高黏性聚合物+降张力型表面活性剂(胜利石油磺酸盐+非离子表面活性剂)”,驱油体系与原油的界面张力为 2.9×10^{-3} mN/m,色谱分离参数小于2;采用表面化学键合方法和微球表面纳米自组装技术,通过对多孔球形硅胶基质进行改性,制作了针对油水复杂体系中微量组分分析的系列高效液相色谱柱,建立了无碱二元复合驱注入液、

采出液中驱油剂的高效液相色谱分离与分析方法,完善了石油磺酸盐与助剂的质量指标体系;结合室内实验,对界面张力等值图进行了函数表征,建立了界面张力模型。2003年在孤东油田七区西Ng5⁴-6¹单元开展了中国首例无碱二元复合驱先导试验,日产油量由10.4 t/d最大上升至127.5 t/d,综合含水率由98.3%最低降至60.4%(图7)。

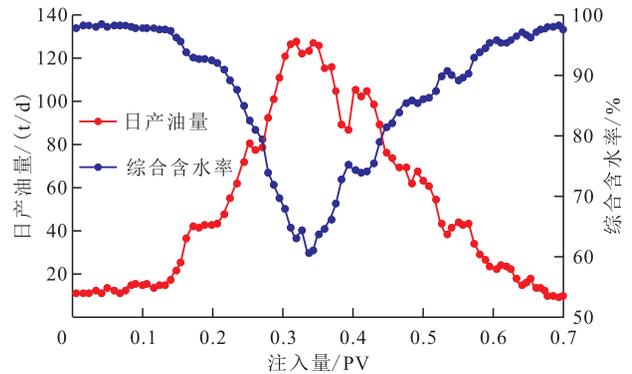


图7 孤东油田七区西Ng5⁴-6¹单元无碱二元复合驱生产曲线

Fig.7 Production curve of Ng 5⁴-6¹ in western block of District 7 of Gudong Oilfield with alkali-free binary composite flooding

海上油藏条件与陆上常规油藏条件相似,但是海上油田实施化学驱面临平台空间受限、注采井距大和海洋环境复杂等难题,常规油藏无碱二元复合驱技术难以在海上油田推广应用。为解决海上开展化学驱面临的难题,开展了海上油田聚合物性能研究,通过调整表面活性剂的类型与配比,设计了抗吸附性强、热稳定性好的表面活性剂体系,构筑了“高黏弹聚合物+抗吸附性强的降张力型表面活性剂(胜利石油磺酸盐+阴非两性表面活性剂)”的新型高效无碱二元复合驱油体系,油藏条件下老化180 d后黏度达61 mPa·s,界面张力为 8×10^{-3} mN/m;该技术已于2020年成功用于海上油田埕北22F单元,井口黏度保持在60 mPa·s以上,综合含水率由90.8%最低降至79.8%,日产油量由834 t/d最大上升至1 371 t/d,增幅为537 t/d(图8)。

3.3.2 普通稠油油藏无碱二元复合驱技术

针对地层原油黏度为100~1 000 mPa·s的普通稠油油藏,研究了化学驱技术界限。根据聚合物与原油的合理黏度比要求,通过优选功能单体和优化反应条件,合成了高效黏弹性聚合物;明确了表面活性剂类型对其吸附扩散能力、界面活性以及降低固液界面黏附功能性的影响,结合原油性质,设计了扩散速度快、降黏附功能性强且液液界面活性高的表面活性剂体系配方,构筑出“黏弹性聚合物+双

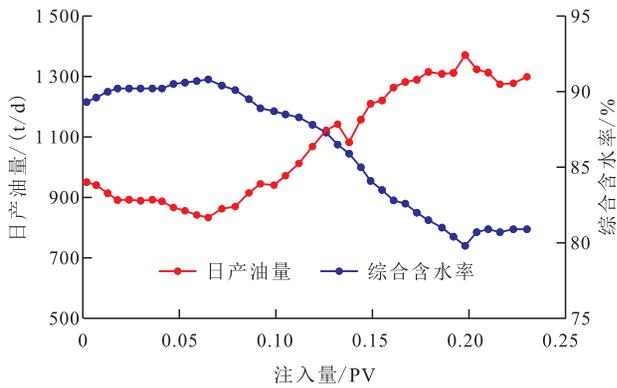


图8 海上油田埕北22F单元无碱二元复合驱生产曲线
Fig.8 Production curve of Chengbei 22F with alkali-free composite flooding of offshore oilfield

降型表面活性剂(降界面张力、降黏附功)”的高效无碱二元复合驱油体系,界面张力为 4.4×10^{-3} mN/m,体系黏度为45 mPa·s。室内物理模拟实验结果表明,注入0.3 PV无碱二元复合驱油体系可提高采收率17.4%,高于同等经济条件下的单一聚合物驱。针对现用的化学驱数值模拟软件对驱油体系只考虑了黏度影响,没有考虑弹性的影响,依据室内实验对化学驱模型中的质量守恒方程和物化模型进行了改进,建立完善了化学驱模型。2011年在孤岛东区北Ng3-4单元开展了矿场试验,日产油量由279 t/d最高上升至778 t/d,综合含水率由94.7%最低降至80.9%,降水增油效果显著(图9)。

针对地层原油黏度为1 000~2 000 mPa·s的普通稠油油藏,在“油水双相黏度调控”认识的指导下,优化了表面活性剂的类型,设计了集“降界面张力、降黏附功、降原油黏度”三效合一的多功能表面活性剂;在多功能表面活性剂与高黏弹聚合物之间协同作用研究的基础上,设计了高效无碱二元复合驱油体系“黏弹性聚合物+三降型表面活性剂(降界面张力、降黏附功、降原油黏度)”。2021年在孤东

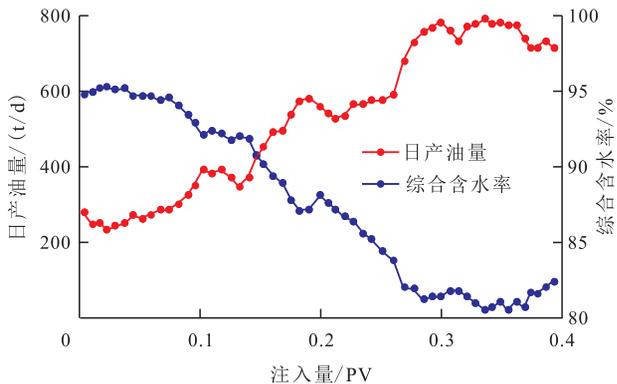


图9 孤岛东区北Ng3-4单元无碱二元复合驱生产曲线
Fig.9 Production curve of Ng3-4 with alkali-free binary composite flooding in northern block of eastern area of Gudao Oilfield

九区西Ng4-6单元开展了先导试验,矿场取得了显著的降水增油效果,综合含水率由91.3%最低降至85.1%,日产油量由75 t/d最高上升至164 t/d(图10)。

3.4 非均相复合驱技术

3.4.1 I、II类聚合物驱后油藏非均相复合驱技术

针对聚合物驱后油藏非均质性强、剩余油分布更加分散的特点,基于高分子聚合物线性结构、交联结构与黏弹性能之间构效关系研究,研发了支化、交联结构于一体的可变形运移的黏弹性颗粒驱油剂^[31-33];基于非均相复合驱理论认识,设计了由黏弹性颗粒驱油剂、聚合物和表面活性剂组成的非均相复合驱油体系,表现出均衡驱替、高效洗油的特点^[34-35]。围绕传统化学驱软件无法准确描述黏弹性颗粒驱油剂的物理化学性质及渗流、驱油特征的问题,建立了描述黏弹性颗粒驱油剂的数学模型,形成了非均相复合驱数值模拟方法,实现了非均相复合驱历史拟合及跟踪应用^[36]。利用数值模拟和微观物理模拟等方法,研究了流线转变与剩余油动用的关系,建立了适合聚合物驱后油藏的大角度变流线井网模式,与非均相复合驱油体系协同作用,可实现剩余油精准动用^[37]。同时,形成了非均相复合驱动态跟踪评价技术,实现根据矿场动态变化实时设计调整方案,保障非均相复合驱实施效果。

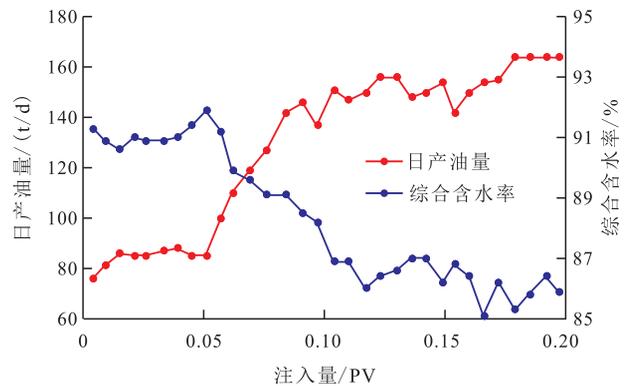


图10 孤东九区西Ng4-6单元无碱二元复合驱生产曲线
Fig.10 Production curve of Ng4-6 with alkali-free binary composite flooding in western block of District 9 of Gudong Oilfield

2010年在孤岛油田中一区Ng3单元I类聚合物驱后油藏开展了中外首例非均相复合驱先导试验,综合含水率最大降幅为16.9%,日产油量由13.2 t/d最高上升至79.3 t/d,降水增油效果显著(图11)。2016年在胜坨油田一区沙二段1-3砂组开展了II类聚合物驱后油藏非均相复合驱先导试验,日产油量由38 t/d最高上升至141 t/d,综合含水率由97.2%最低降至90.2%。

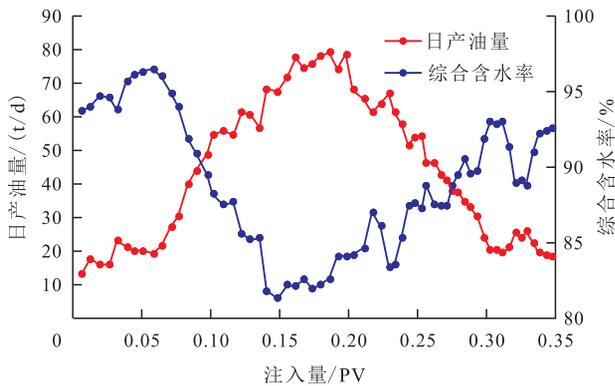


图11 孤岛油田中一区Ng3单元非均相复合驱生产曲线
Fig.11 Production curve of Ng3 with heterogeneous composite flooding in District Zhong 1 of Gudao Oilfield

3.4.2 高温高盐Ⅲ类油藏非均相复合驱技术

针对高温高盐Ⅲ类油藏特点,通过在黏弹性颗粒分子结构中引入耐温抗盐单体AMPS,研发了耐温抗盐黏弹性颗粒驱油剂,设计了由耐温抗盐黏弹性颗粒驱油剂、超高分多元共聚物和阴非两性表面活性剂构成的耐温抗盐非均相驱油体系。针对地质状况复杂,不规则井网造成平面上剩余油分布不均匀的特点,通过井网重组,建立了断块油藏水井转换兼顾注采调整的井网变流线调整模式^[38-39]。2019年在新立村油田永8断块沙二段5砂组开展了高温高盐Ⅲ类油藏非均相复合驱先导试验,提高采收率12.1%。

4 矿场应用效果

截至2023年12月,胜利油田矿场实施化学驱项目96个,动用石油地质储量为 6.6×10^8 t,累积产量为 $7\,752 \times 10^4$ t,预测提高采收率9.6%,年产油量连续20 a占油田年产油量的11%以上,为胜利油田高效开发提供了技术支撑。对于已经结束的20个化学驱项目进行了经济效益的后评估,评估结果显示,在油价为50美元/bbl的条件下均具有良好的经济效益,税后内部收益率均超过8%。与相同含水率开发阶段的水驱单元进行对比,化学驱吨油成本是水驱项目的80%~90%。按照历史实际收支进行统计,化学驱吨油成本始终低于胜利油田同期平均成本,所有年度均取得了正利润。

5 技术展望

随着化学驱技术推广规模的不断扩大,剩余资源条件越来越差,化学驱阵地向更高温、更高盐、更

低渗透和非均质性更强的油藏转移,对驱油剂和驱油体系提出了更为严苛的要求。未来化学驱技术的发展方向包括但不限于以下4方面:

(1)长效缓释型耐温抗盐靶向增黏驱油剂。打破丙烯酰胺为主链的聚合物结构,以抗水解单体替代丙烯酰胺单体控制水解,研发非丙烯酰胺为主链的抗水解聚合物,实现化学驱适用油藏温度由95℃到120℃的跨越。打破聚合物先增黏后注入的方式,研发具有靶向功能的长效缓释型聚合物,使聚合物先注入油藏内部后增黏,避免炮眼剪切造成的降解。

(2)适应特高温高盐油藏的无碱二元复合驱油体系。研发耐温抗盐高效驱油用表面活性剂,通过与抗水解聚合物复配,构建复合驱油体系,能够进一步提高特高温高盐油藏的采收率。

(3)适应高温高盐Ⅲ类油藏及二元复合驱油藏的非均相复合驱油体系。研发耐温抗盐性能更强、稳定性更高的黏弹性颗粒驱油剂,构建与强非均质油藏适配的非均相复合驱油体系,实现这类油藏大幅度提高采收率的目标。

(4)适应中低渗透油藏的纳米材料驱油体系。纳米材料具有独特的小尺寸效应和表面效应,通过将纳米材料进行改性处理,研发易注入、强洗油的纳米材料驱油体系,有望改善中低渗透油藏的开发效果。

参考文献

- [1] 韩大匡. 深度开发高含水油田提高采收率问题的探讨[J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(5): 47-55.
HAN Dakuang. An approach to deep development of high water-cut oil fields to improve oil recovery [J]. Petroleum Exploration and Development, 1995, 22(5): 47-55.
- [2] LIU Zhaoxia, LIANG Yan, WANG Qiang, et al. Status and progress of worldwide EOR field applications [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 193: 107449.
- [3] HIRASAKI J G, MILLER A C, PUERTO M. Recent advances in surfactant EOR [J]. SPEJ, 2011, 16(4): 889-907.
- [4] 王德民, 程杰成, 杨清彦. 黏弹性聚合物溶液能够提高岩心的微观驱油效率[J]. 石油学报, 2000, 21(5): 45-51.
WANG Demin, CHENG Jiecheng, YANG Qingyan. Viscous-elastic polymer can increase micro-scale displacement efficiency in cores [J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(5): 45-51.
- [5] RELLEGADLA S, PRAJAPAT G, AGRAWAL A. Polymers for enhanced oil recovery: fundamentals and selection criteria [J]. Applied Microbiology and Biotechnology, 2017, 101(15): 4387-4402.
- [6] 刘丽杰, 张先敏, 魏祥祥, 等. 特高含水期剩余油分类评价方法

- [J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(5): 83-90.
- LIU Lijie, ZHANG Xianmin, WEI Xiangxiang, et al. Classification and evaluation method of remaining oil in ultra-high water cut stage [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(5): 83-90.
- [7] 朱友益, 侯庆锋, 简国庆, 等. 化学复合驱技术研究与应用现状及发展趋势[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(1): 90-96.
- ZHU Youyi, HOU Qingfeng, JIAN Guoqing, et al. Current development and application of chemical combination flooding technique [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(1): 90-96.
- [8] 杨紫, 计智锋, 万仑坤. 国际油公司海外核心产区特点解剖及对中国油公司的启示[J]. *中国石油勘探*, 2022, 27(6): 75-79.
- YANG Zi, JI Zhifeng, WAN Lunkun. Characteristics of overseas core production areas of international oil companies and inspiration to Chinese major oil companies [J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(6): 75-79.
- [9] 曹绪龙, 季岩峰, 祝仰文, 等. 聚合物驱研究进展及技术展望[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10(6): 8-16.
- CAO Xulong, JI Yanfeng, ZHU Yangwen, et al. Research advance and technology outlook of polymer flooding [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(6): 8-16.
- [10] SHENG J J. A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding [J]. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*, 2013, 9(4): 471-489.
- [11] 李婷, 谢安, 倪振, 等. 表面活性剂协同低盐度水驱提高致密油藏采收率研究[J]. *特种油气藏*, 2023, 30(1): 114-119.
- LI Ting, XIE An, NI Zhen, et al. Study on enhancing the oil recovery of tight oil reservoirs by surfactant combined with low-salinity water flooding [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(1): 114-119.
- [12] SUN Longde, WU Xiaolin, ZHOU Wanfu, et al. Technologies of enhancing oil recovery by chemical flooding in Daqing Oilfield, NE China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(4): 636-645.
- [13] LAI N J, ZHANG X, YE Z B, et al. Laboratory study of an anti-temperature and salt-resistance surfactant-polymer binary combination flooding as EOR chemical [J]. *Journal of Applied Polymer Science*, 2014, 131(6): 596-602.
- [14] 聂春林. 油层非均质性对三元复合驱开发效果的影响及其应对措施: 以大庆油田二类油层为例[J]. *大庆石油地质与开发*, 2022, 41(2): 110-114.
- NIE Chunlin. Influences of reservoir heterogeneity on ASP flooding developed effects and the countermeasures: a case study of Class II reservoir in Daqing Oilfield [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2022, 41(2): 110-114.
- [15] 李露露, 李牧阳, 周志超, 等. 基于统计均质区方法的裂隙几何及渗流特性评价[J]. *地质科技通报*, 2023, 42(4): 288-298.
- LI Lulu, LI Muyang, ZHOU Zhichao, et al. Assessment of fractures geometries and seepage characteristics based on statistical homogeneous zone method [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2023, 42(4): 288-298.
- [16] 苏映宏. 探明未开发储量可动潜力评价新方法及应用——以Y油藏为例[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(2): 331-336.
- SU Yinghong. A new method for the evaluation of the utilization potential of proved undeveloped reserves and its application: a case study of Y reservoir [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(2): 331-336.
- [17] 曹绪龙. 孤东油砂共驱体系的碱耗[J]. *油田化学*, 1989, 8(6): 139-146.
- CAO Xulong. Caustic consumption of caustic/surfactant coflooding systems on Gudong reservoir sand [J]. *Oilfield Chemistry*, 1989, 8(6): 139-146.
- [18] 房会春, 曹绪龙, 王宝瑜. ASP体系各组分配伍性研究[J]. *油田化学*, 1995, 12(1): 59-61.
- FANG Huichun, CAO Xulong, WANG Baoyu. The compatibility of components in ASP systems [J]. *Oilfield Chemistry*, 1995, 12(1): 59-61.
- [19] 乐平, 屈思敏, 李丰辉, 等. 高孔高渗高含水稠油油藏剩余油分布特征及动用的主控因素[J]. *非常规油气*, 2023, 10(2): 33-42.
- YUE Ping, QU Simin, LI Fenghui, et al. Remaining oil distribution characteristics and main controlling factors for use in high porosity, high permeability and high water cut heavy oil reservoirs [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(2): 33-42.
- [20] 元福卿, 徐辉, 宋敏, 等. 弹性作用对驱油用聚合物扩大波及能力的影响[J]. *断块油气田*, 2023, 30(1): 149-153, 160.
- YUAN Fuqing, XU Hui, SONG Min, et al. The influence of elasticity on the sweep efficiency of polymer for oil displacement [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(1): 149-153, 160.
- [21] 曹绪龙, 孙焕泉, 姜颜波. 孤岛油田西区三元复合驱矿场试验[J]. *油田化学*, 2002, 19(4): 350-353.
- CAO Xulong, SUN Huanquan, JIANG Yanbo. Enlarged field test on ASP-flood at east district of Gudao Oil Field [J]. *Oilfield Chemistry*, 2002, 19(4): 350-353.
- [22] 王婷婷, 吴贵彬, 陈建玲, 等. 基于多因素分析提高采收率驱替方式优选方法的研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2022, 12(5): 803-808.
- WANG Tingting, WU Guibin, CHEN Jianling, et al. Optimization of enhanced oil recovery displacement methods based on multifactor analysis [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(5): 803-808.
- [23] 曹绪龙. 低浓度表面活性剂-聚合物二元复合驱油体系的分子模拟与配方设计[J]. *石油学报: 石油加工*, 2008, 24(6): 682-688.
- CAO Xulong. Mesoscopic simulation and design on dilute surfactant-polymer system [J]. *Acta Petrolei Sinica: Petroleum Processing Section*, 2008, 24(6): 682-688.
- [24] 曹绪龙, 祝仰文, 元福卿, 等. 化学驱高黏油藏大幅度提高采收率技术[M]. 北京: 科学出版社, 2021.
- CAO Xulong, ZHU Yangwen, YUAN Fuqing, et al. Greatly enhanced oil recovery technology for high-viscosity reservoirs by chemical flooding [M]. Beijing: Science Press, 2021.
- [25] 曹绪龙, 于群, 石静, 等. 普通稠油降黏化学驱技术研究与应用[M]. 北京: 科学出版社, 2021: 28-29.
- CAO Xulong, YU Qun, SHI Jing, et al. Research and application

- of viscosity reducing chemical flooding technology for ordinary heavy oil reservoirs [M]. Beijing: Science Press, 2021: 28-29.
- [26] ABRAMS A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1977, 29(5): 586-592.
- [27] 曹绪龙, 刘煜, 曹伟东. 非均相复合驱中黏弹性颗粒驱油剂与储层孔喉匹配关系[J]. *石油学报*, 2022, 43(2): 262-269.
CAO Xulong, LIU Yu, CAO Weidong. Matching relation between preformed particle gel and reservoir pore throat during heterogeneous phase combination flooding [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(2): 262-269.
- [28] 崔晓红. 新型非均相复合驱油方法[J]. *石油学报*, 2011, 32(1): 122-126.
CUI Xiaohong. A study on the heterogeneous combination flooding system [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(1): 122-126.
- [29] 付亚荣, 窦勤光, 刘泽, 等. 中国老油田二次开发现状及前景[J]. *新疆石油地质*, 2023, 44(6): 739-750.
FU Yarong, DOU Qingguang, LIU Ze, et al. Secondary development of mature oilfields in China: current status and prospects [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(6): 739-750.
- [30] 徐辉, 宋敏, 孙秀芝, 等. 新型耐特高温抗水解型聚合物驱油性[J]. *油气地质与采收率*, 2021, 28(4): 101-106.
XU Hui, SONG Min, SUN Xiuzhi, et al. Study on oil displacement performance of a new type of polymer with ultra-high temperature and hydrolysis resistance [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2021, 28(4): 101-106.
- [31] 孙焕泉, 曹绪龙, 黄光速, 等. 一种部分支化部分交联聚合物驱油剂及其制备方法: ZL201510482896.6 [P]. 2015-12-16.
SUN Huanquan, CAO Xulong, HUANG Guangsu, et al. A partially branched and partially cross-linked polymer oil displacement agent and its preparation method: ZL201510482896.6 [P]. 2015-12-16.
- [32] 苏智青, 姜祖明, 黄光速, 等. 部分交联聚丙烯酰胺的合成机理[J]. *高分子材料科学与工程*, 2012, 28(5): 53-56.
SU Zhiqing, JIANG Zuming, HUANG Guangsu, et al. Mechanism of forming partially-crosslinked polyacrylamide [J]. *Polymer Materials Science & Engineering*, 2012, 28(5): 53-56.
- [33] 姜祖明. 黏弹性颗粒驱油剂的制备与性能[J]. *塑料工业*, 2020, 48(4): 148-152.
JIANG Zuming. Preparation and properties of branched preformed particle gel [J]. *China Plastics Industry*, 2020, 48(4): 148-152.
- [34] 陈晓彦. 非均相驱油剂应用方法研究[J]. *石油钻采工艺*, 2009, 31(5): 85-88.
CHEN Xiaoyan. Method study for application of heterogeneous oil displacement agent [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2009, 31(5): 85-88.
- [35] 曹绪龙. 非均相复合驱油体系设计与性能研究[J]. *石油学报: 石油加工*, 2013, 29(1): 115-121.
CAO Xulong. Design and performance evaluation on the heterogeneous combination flooding system [J]. *Acta Petrolei Sinica: Petroleum Processing Section*, 2013, 29(1): 115-121.
- [36] 孙焕泉. 聚合物驱后井网调整与非均相复合驱先导试验方案及矿场应用——以孤岛油田中一区Ng3单元为例[J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(2): 1-4.
SUN Huanquan. Application of pilot test for well pattern adjusting heterogeneous combination flooding after polymer flooding—case of Zhongyiqu Ng3 block, Gudao oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(2): 1-4.
- [37] 孙焕泉, 曹绪龙, 李宗阳, 等. 基于储层孔喉匹配的非均相复合驱技术研究与应用——以胜坨油田一区沙二段1-3砂组聚合物驱后单元为例[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(5): 53-61.
SUN Huanquan, CAO Xulong, LI Zongyang, et al. Research on heterogeneous combination flooding technology based on matching between system and reservoir pore throat and its field application: a case of post-polymer flooding Es₂ 1-3 in Sheng1 area, Shengtuo Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(5): 53-61.
- [38] 赵方剑, 侯健, 元福卿, 等. 高温高盐断块油藏非均相复合驱技术研究与应用[C]. 青岛: 油气田勘探与开发国际会议, 2021.
ZHAO Fangjian, HOU Jian, YUAN Fuqing, et al. Research and application of heterogeneous composite flooding technology in high-temperature and high-salinity fault block reservoirs [C]. Qingdao: International Field Exploration and Development Conference, 2021.
- [39] 徐长贵. 中国近海油气勘探新进展与勘探突破方向[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(1): 9-16.
XU Changgui. New progress and breakthrough directions of oil and gas exploration in China offshore area [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(1): 9-16.

编辑 经雅丽