

文章编号:1009-9603(2021)06-0012-10

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.06.002

低效热采/水驱稠油转化学降黏复合驱技术

束青林¹,郑万刚^{2,3},张仲平^{2,3},杨晓敏⁴,吴伟⁵,吴光焕⁶,赵红雨¹,郑昕¹

(1.中国石化胜利油田分公司,山东东营 257001; 2.中国石化胜利油田分公司石油工程技术研究院,山东东营 257000;
3.山东省稠油开采技术重点实验室,山东东营 257067; 4.中国石化胜利油田分公司孤岛采油厂,山东东营
257231; 5.中国石化胜利油田分公司东胜精攻石油开发集团股份有限公司,山东东营 257000;
6.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:胜利油区稠油油藏开发以热采吞吐和水驱为主,热采中,稠油油气比逐轮次下降,井间剩余油难以有效动用,钻新井不经济;水驱中,稠油油水流量比大,吨油操作成本增加,经济效益变差,采收率不足20%。“十三五”以来,为了提高低效稠油开发效果,立足多级调驱、化学降黏改善流度,提高采收率,确立了加合增效均衡驱替技术思路。从稠油致黏机理研究出发,深化了降黏剂的解聚、乳化等作用机制研究,开展了多级调驱、防膨及气体增溶等与化学降黏相结合的加合增效复合机理研究,研发了低聚型降黏驱油剂、黏弹性乳化调驱剂和双重功能泡沫调驱剂等关键化学剂,完善了方案优化决策调控技术,从而形成了以“强调驱、强降黏、强防膨、强活性、强增溶”为核心的稠油化学降黏复合驱技术。该技术有别于常规稀油的聚合物“二元”、“三元”复合驱以及普通稠油化学驱等技术,已成功推广应用到多轮次吞吐后、敏感性及高温高盐水驱等多种类型稠油油藏,覆盖地质储量 1.500×10^4 t,预计提高采收率8%以上,有效支撑了低效稠油油藏的变革性效益开发。

关键词:低效稠油;多级调驱;化学降黏;复合驱;水驱;热采

中图分类号:TE357.46

文献标识码:A

Chemical viscosity reduction compound flooding technology for low-efficiency thermal recovery/water flooding heavy oil reservoirs

SHU Qinglin¹, ZHENG Wangang^{2,3}, ZHANG Zhongping^{2,3}, YANG Xiaomin⁴,

WU Wei⁵, WU Guanghuan⁶, ZHAO Hongyu¹, ZHENG Xin¹

(1. Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China; 2. Petroleum Engineering Technology Research Institute of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China; 3. Shandong Key Laboratory of Exploitation Technology for Heavy Oil Recovery, Dongying City, Shandong Province, 257067, China; 4. Gudao Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257231, China; 5. Dongsheng Jingong Petroleum Development Group Co., Ltd., Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China; 6. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: The development of heavy oil reservoirs in Shengli Oilfield is dominated by thermal huff and puff and water flooding. The oil-to-steam ratio decreases by rounds and the remaining oil between wells is difficult to produce effectively in thermal recovery heavy reservoirs; it is not economical to drill new wells. The oil-to-water mobility ratio is high and the operating cost per ton of oil increases in water flooding heavy oil reservoirs, worsening the economic benefit and leading to a recovery factor of less than 20%. Since “The thirteenth Five-Year Plan Period in 2016–2020”, the technical idea of addi-

收稿日期:2021-01-21。

作者简介:束青林(1966—),男,江苏丹阳人,正高级工程师,博士,从事油田开发地质及提高采收率研究与管理工。E-mail:shuqinglin.slyt@sinopec.com。

通信作者:张仲平(1979—),男,浙江金华人,高级工程师,硕士。E-mail:zhangzhongping1979@163.com。

基金项目:国家重点研发计划项目“稠油化学复合冷采基础研究与工业示范”(2018YFA0702400),中国石化重点科技攻关项目“浅薄层弱底水稠油驱泄复合开发技术”(P18050-1)。

tive, synergistic, and balanced displacement was devised to improve the development effect of low-efficiency heavy oil reservoirs and enhance mobility and oil recovery through multi-stage profile control and chemical viscosity reduction. According to the study of viscosity mechanism of heavy oil, the research on depolymerization and emulsification mechanisms of viscosity reducer was deepened, and the compound mechanisms with chemical viscosity reduction were investigated, such as multi-stage profile control and flooding, anti-swelling, and gas solubilization. Key chemical agents such as oligomeric viscosity reducer and viscoelastic emulsification profile control and flooding agents and dual-function foaming agents were developed, and the decision-making and control technology for scheme optimization was improved, thus forming the compound flooding technology of heavy-oil chemical viscosity reduction with "strong profile control and flooding, viscosity reduction, anti-swelling, activity, and solubilization" as the core. Different from the "binary" and the "ternary" polymer flooding of conventional thin oil and the chemical flooding of common heavy oil, this technology has been successfully promoted and applied to various types of heavy oil reservoirs, such as those after multi-round huff and puff, sensitive, and high-temperature high-salinity water-drive ones, covering a geological reserve of 15 million tons. It is expected to increase the recovery factor by more than 8%, which effectively supports the transformational and beneficial development of low-efficiency heavy oil reservoirs.

Key words: low-efficiency heavy oil; multi-stage profile control and flooding; chemical viscosity reduction; compound flooding; water flooding; thermal recovery

同中外其他油田的稠油油藏相比,胜利油区的稠油油藏具有埋藏深、油层薄、边底水活跃的特点,开采难度位居世界稠油油藏的前列。如何提高稠油油藏已动用储量的采收率、实现未动用储量的有效动用是确保胜利油区效益和产量稳定的关键。研究表明,约50%的稠油油井可以通过注聚合物等工艺实现效益开采,该项技术是20世纪80年代由加拿大等国发展起来的一项稠油开采新技术,目前美国、加拿大等部分稠油区块已将该技术进行商业化应用,但是已实施区块的稠油油藏条件明显优于胜利油区稠油油藏低效单元。降黏开采技术由来已久,目前常用的降黏技术包括化学降黏^[1]、掺稀油降黏^[2]、微波降黏^[3]、超临界CO₂降黏^[4]、改质降黏^[5]以及微生物降黏技术^[6]等,其中化学降黏技术是向稠油中添加一定量的化学剂,实现稠油乳化降黏,提高流动性。此方法由于实施简单且成本低而被广泛关注,但是常用化学降黏剂以小分子型表面活性剂为主,由于其水溶液黏度偏低,油水流量比大,导致渗流过程中易发生黏性指进现象,因此主要用于辅助聚合物驱。但是聚合物、表面活性剂复合驱技术在高温、高盐、高黏稠油油藏多孔介质中渗流存在色谱分离效应,聚合物的剖面调整效应和表面活性剂的乳化降黏作用无法发挥各自的功效。针对上述技术问题,自2018年起,项目组通过理论创新和技术攻关,开发出适用于稠油油藏的关键化学剂,并通过室内优化研究,创造性地提出低效热采/水驱稠油转化学降黏复合驱技术开发思路,为胜利油区稠油油藏低效单元矿场实践及推广提供理论和技术支撑。

1 低效稠油开发存在的问题

胜利油区有 3.4×10^8 t稠油储量受原油黏度大、敏感性高、渗透率低等地质条件影响,水驱和热采高轮次吞吐阶段开发效益均不理想,操作成本高于30 \$/bbl,属于低效开发单元。其中低效热采稠油油藏覆盖79个单元、地质储量为 1.98×10^8 t,此类油藏平均单井日产液量为15.7 t/d,单井日产油量为1.7 t/d。低效水驱稠油单元49个,覆盖地质储量 1.39×10^8 t,该类油藏平均单井日产液量为24.5 t/d,单井日产油量为1.9 t/d;与胜利油区稠油油藏整体开发效果对比,低效开发的稠油油藏具有综合含水率高、采油速度低、采出程度低、采收率低和油气比低等特点。

1.1 低效热采稠油亟需有效动用井间剩余油

胜利油区稠油热采以蒸汽吞吐为主,占热采总产量的96.4%,总体处于中高轮次、高含水、中高采出程度的阶段。由于储层存在非均质、蒸汽超覆、边底水、注入水水侵等问题,容易造成蒸汽无效窜流,热利用率低,特别是特、超稠油或低渗透敏感稠油,高轮次吞吐阶段近井地带和优势渗流通道采出程度高,蒸汽有效加热区域波及体积小,吞吐半径约为50 m,周期油气比逐轮次下降,经济效益变差^[7],井间剩余油富集且难以有效动用。而胜利油区热采稠油油藏吞吐井的井距从开发初期的200 m×283 m逐渐加密为141 m×200 m甚至是100 m×141 m,单井控制储量已降至 $5 \times 10^4 \sim 7 \times 10^4$ t,钻新井不经济。蒸汽驱和热化学驱的采收率可以达到

35%~50%，是蒸汽吞吐的有效接替技术^[8]，也是有效动用井间剩余油、提高采收率的主要手段，但是胜利油区稠油油藏埋藏深，多具有边底水，油藏压力高(>7 MPa)，难以形成蒸汽腔，平均油汽比低(<0.18)，难以大规模推广。因此亟需转换开发思路，探索有效动用井间剩余油技术。

1.2 低效水驱稠油亟需均衡驱替

胜利油区水驱稠油地质储量为 8.9×10^8 t，目前处于特高含水(93.2%)、低采油速度(0.4%)阶段。水驱稠油受油水流量比影响，易发生黏性指进和水窜，剩余油以未波及区域的簇状流为主，具有整体富集、部分分散的特点，未动用剩余油占比为50%~70%。现场水驱开发效果和室内物理模拟驱替实验均表明，随着原油黏度的升高，水驱采收率呈线性趋势下降^[9]。以东辛油田为代表的中深层水驱稠油油藏，受埋深大(>1 500 m)、渗透率低(<500 mD)、

高温高盐(>20 000 mg/L)等因素影响，转热采和聚合物驱适应性差，迫切需要转换开发思路，研究均衡驱替技术，改善开发效果。

2 化学降黏复合驱技术

针对胜利油区低效热采/水驱稠油油藏开发存在的技术难点，立足于化学降黏复合增效提高采收率，提出油相降黏和水相增黏技术攻关方向。在大力攻关稠油致黏、解聚乳化降黏、润湿改性、降界面张力以及多级调驱、防膨等加合增效理论创新的基础上，开发适用于不同类型稠油油藏条件的降黏剂、调驱剂关键化学剂，完善了方案优化决策技术，初步形成了以“强调驱、强降黏、强防膨、强活性、强增溶”为核心的多级堵调降黏复合驱技术(图1)，并在现场开展了先导试验，取得了初步效果和

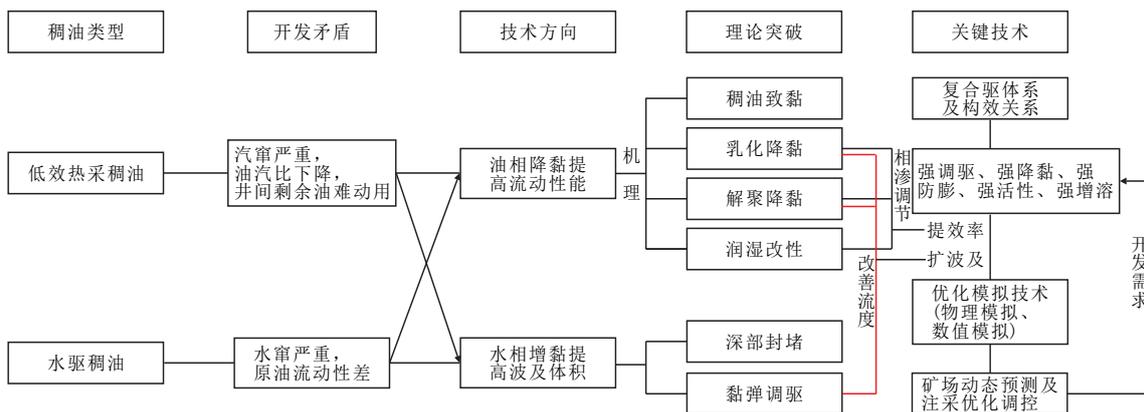


图1 稠油化学降黏复合驱技术路线

Fig.1 Technical route of chemical viscosity reduction compound flooding for heavy oil reservoirs

认识。

为保障稠油化学降黏复合驱开发(图2)效果，确立了有效驱替技术及配套工艺：选用强调驱体系，有效封堵水窜通道，促进降黏剂与稠油的有效接触；选用强降黏、强增溶和强活性体系，促进稠油

的高效降黏，提高稠油流动性，降低油水流量比；选用强防膨体系，抑制敏感性油藏黏土膨胀和运移，使后续化学剂有效注入，同时改变储层润湿性，降低稠油启动压力。多元段塞协同，实现有效扩大波及体积和改善驱油效率，提高采收率。

2.1 稠油致黏机理

众所周知，稠油是由各种不同相对分子质量且呈连续分布的饱和脂肪(环)烃、芳香烃、大分子的胶质和超大分子结构的沥青质组成的相对稳定的胶体分散体。其中，沥青质作为胶体粒子的核心，胶质吸附在沥青质周围构成胶体分散相，而芳香度依次减弱的其他小分子胶质、芳香烃及饱和脂肪烃构成分散介质，稠油胶体溶液的黏度主要由胶核即沥青质的元素组成、结构、相对分子质量及分子的极性等因素决定。要研究稠油降黏，首先需要明确稠油致黏的主要作用力。

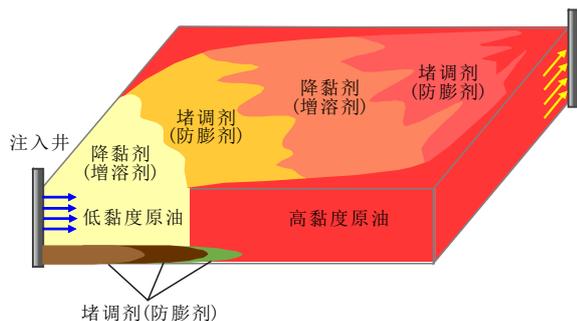


图2 稠油化学降黏复合驱开发示意

Fig.2 Diagram of chemical viscosity reduction compound flooding for heavy oil reservoirs

文献[10-11]报道,稠油内含有大量的胶质和沥青质分子,此类分子上有大量的芳香结构可形成 $\pi-\pi$ 作用力,使芳香片层结构相互紧贴在一起,进而使分子运动受阻,稠环共轭结构的片状分子以 $\pi-\pi$ 作用力叠合,增加了分子间相互作用力,导致稠油黏度增加^[12]。

但是从稠油组成看,其形成胶质和沥青质的分子上一般都会有杂原子掺杂其中, $\pi-\pi$ 间隔较小,杂原子的存在会阻碍芳环相互吸引,导致多个芳环叠加的 $\pi-\pi$ 作用力难以形成。同时,根据对胶质和沥青质的红外光谱分析,发现胶质和沥青质分子上含有大量的可以形成氢键的基团,比如苯环、羟基、胺基、羧基等(表1),而且芳香环由于在组成中占比最大,因此以芳香环与氢原子所形成的氢键最多。

表1 胶质和沥青质的红外光谱吸收峰归属
Table1 Assignment of infrared spectrum absorption peaks of gum and asphaltene

胶质特征峰/cm ⁻¹	沥青质特征峰/cm ⁻¹	归属	可能的官能团
2 850 ~ 3 000	2 850 ~ 3 000	CH	CH ₃ , CH ₂
1 707	1 730	C=O	COOH, COOR
1 609	1 604	C=C, NH	芳香环、酰胺、NHR
1 456	1 463	CH ₂	CH ₂
1 369	1 373	CH ₃	CH ₃
1 029	1 024	C-O, C-N	R-OH, Ar-O-R, RCH ₂ -NH ₂
863			
811	859	CH	芳香环、杂环
739	721	CH ₂	CH ₂

根据上述分析,得到稠油致黏机理的新认识为:3~5个沥青质分子以 $\pi-\pi$ 作用力相互堆积形成小聚集体,而这些小聚集体相互之间由于杂原子的存在只能通过氢键作用相互吸引,此时氢键作用占主导地位。因此乳化降黏稠油只需要打破稠油内部的氢键作用即可达到降黏的目的,而不需要打破沥青质内的 $\pi-\pi$ 作用力。

2.2 化学降黏体系作用机理

稠油乳化降黏体系均为水溶性表面活性剂,室内研究表明,表面活性剂在与稠油发生乳化降黏作用的同时,还具有改变储层润湿性和降低界面张力等作用,这些作用机制也有助于提高稠油采收率。

2.2.1 解聚及乳化作用机理

传统的稠油化学乳化降黏机理是通过外力搅拌作用,使表面活性剂胶束围绕在稠油与水界面上,使原油与原油内摩擦力转变成水与水之间的摩

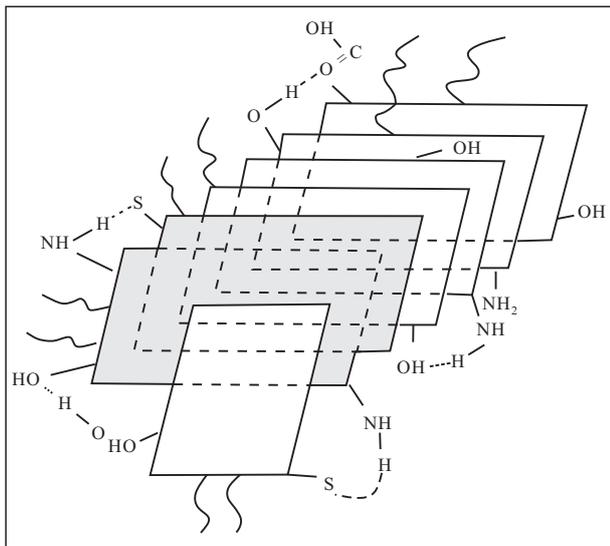
擦力,大幅提高原油流动性能^[13-14]。由于该乳化作用需要强搅拌作用,因此在理论上从井筒转移到油藏开采,稠油乳状液在油藏弱动力条件下可能无法形成。

基于稠油致黏机理新认识,氢键是稠油致黏的主要原因,那么打破氢键就可以实现稠油的降黏。目前打破氢键作用的主要手段包括加热和隔离作用,其中加热就是通过热的作用,提高分子动能,打破稠油内氢键作用力,从而实现降黏;隔离作用即乳化包覆降黏作用,将稠油油滴通过水相包覆,拉开油相之间距离,进而实现降黏,但前提是需要外力搅拌。因此,目前的技术手段均需要外界提供能量才能打破稠油内部的氢键作用。目前稠油内所形成的氢键主要以碳或芳香环形成的氢键为主,因此,理论上可通过引入更强氢键作用的基团,使其替换掉碳或芳香环形成的氢键作用即可实现稠油的降黏,而这种能量替换是自发作用,外界只需要提供极少能量,将更强氢键的基团融入到稠油中即可实现稠油解聚降黏(图3)。但是仅将稠油解聚,其降黏效果仍然不能和乳化降黏相提并论,此时适当引入亲水基团,亲水基团伸展在原油和水相的界面上,由于亲水基团上的O, N, S等原子的氢键作用,使其在油滴表面吸附一层水膜,实现稠油的乳化(图4)。从原理上看,以上揭示的降黏作用均为降黏剂与稠油之间的自发作用。

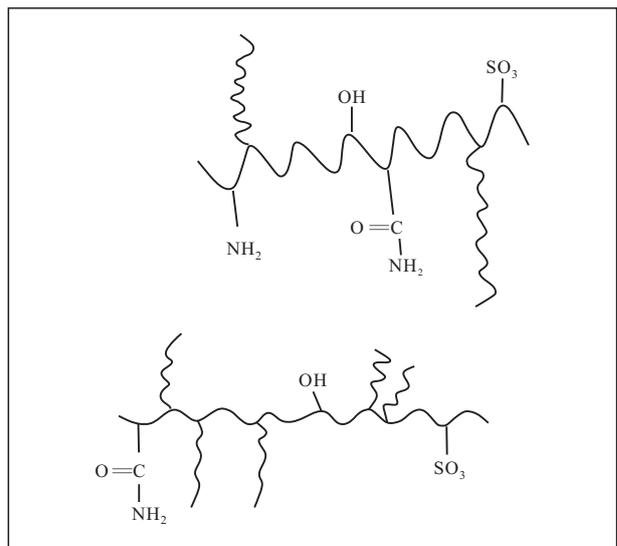
2.2.2 润湿改性作用机理

宏观上的聚合物驱油机理已成共识,就是主要依靠聚合物增加水相的黏度,降低油水流量比来提高原油采收率,同时认为聚合物溶液在非均质油藏中还可以发挥调整吸水剖面的调剖作用,延伸高渗透层段中水流突破时低渗透层段的水线推进距离^[15-16]。众所周知,大部分岩石以亲水为主,但是经过上千万年的石油沉积,原油在吸附砂砾上渗透使得岩石呈亲油特性。因此,对于吸附在油藏中的油膜,聚合物驱剥离作用弱,而只是将可流动的原油驱替出来^[17-18]。

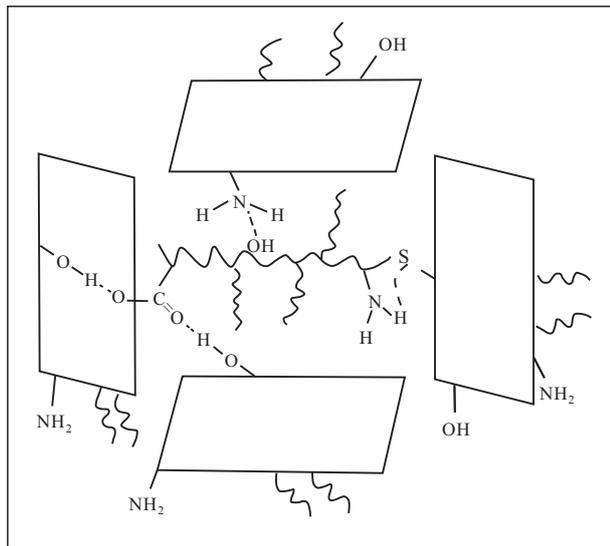
在驱替机理的研究过程中发现,降黏剂具有改变储层润湿性的作用,通过调控油/岩石的润湿角,使得油膜被剥离下来,从而提高稠油油藏采收率。降黏剂的这一特性属于自发行为,根据室内研究分析,降黏剂改变储层润湿性的机制在于降黏剂分子上的亲油基团可与界面油基亲和吸附,吸附后的分子规则排列,亲水基团伸展在油水界面,并与水分子通过氢键作用结合,从而在岩石与油界面上形成水膜,进而改变储层润湿性。



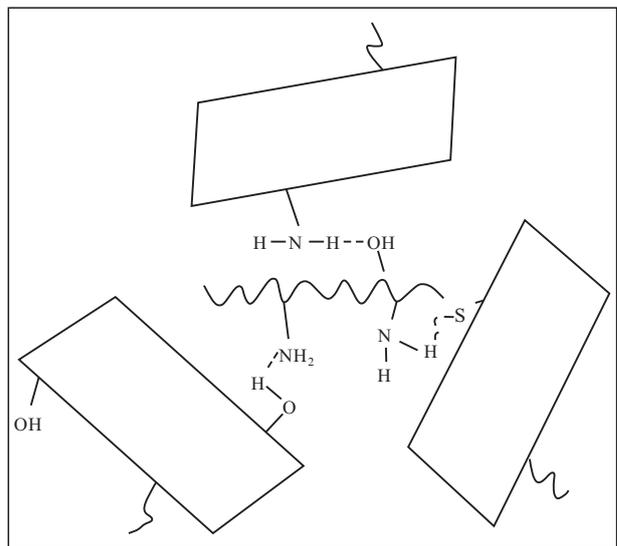
a—稠油致黏主导作用力



b—降黏剂分子结构



c—降黏剂分子渗透进入稠油内部



d—降黏剂分子解聚分散作用机理

图3 稠油解聚分散机理示意

Fig.3 Diagram of depolymerization and dispersion mechanisms of heavy oil

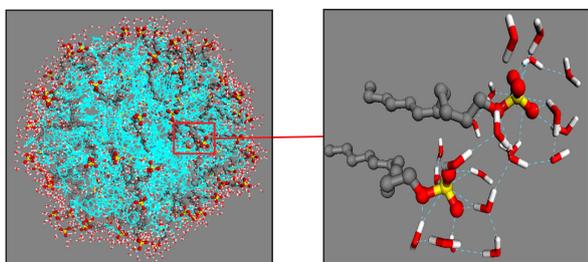


图4 稠油吸附水膜乳化过程示意

Fig.4 Diagram of heavy oil emulsification process by water film adsorption

2.2.3 降低界面张力

低界面张力是表面活性剂体系提高采收率的根本^[19]。1953年MOORE等开始研究驱油效率与界面张力的关系,认为亲水岩心中当界面张力低于

0.1 mN/m时才可驱动前沿的油移动^[20]。WAGNER也在1966年发现无论水湿条件还是油湿条件下,降低界面张力均可大幅提高采收率^[21]。但是超低界面张力并不是绝对必要的,特别是对于稠油开发而言,李华斌等研究表明,界面张力低于0.01 mN/m后,界面张力对驱油效果的影响不明显^[22]。对稠油相对渗透率关系的研究也证实,随着界面张力的降低,两相渗流区变宽,等渗点右移,亲水性变强,残余油减少,有助于提高采收率(图5)。

2.3 化学降黏复合增效机理

经过水驱或蒸汽吞吐后,稠油油藏储层物性发生变化,油藏非均质性加强,原油富集状态发生改变,致使降黏驱技术面临的开发矛盾非常复杂,需

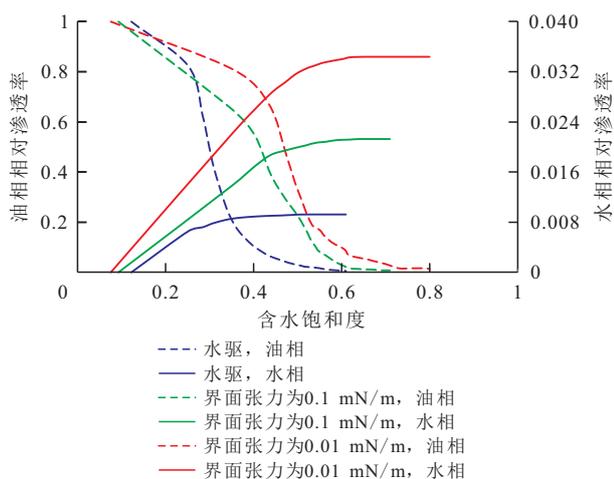


图5 界面张力与相对渗透率的关系

Fig.5 Relationship between interfacial tension and relative permeability

要根据油藏矛盾制定相应的配套措施,达到降黏复合增效效果。

2.3.1 调驱辅助降黏加合增效

对于低渗透油藏,高黏度的聚合物类调驱剂无法适应油藏条件,气体辅助的泡沫类调驱剂则成为一种可行的调驱方式^[23-24]。泡沫调驱的原理是:在调堵过程中,水外相的泡沫流动阻力小,优先进入高渗透孔喉,并在岩石孔隙附着,对后续流入的流体产生附加阻力系数;同时在泡沫运移到孔隙喉道处,会变形产生贾敏效应,以此来调整吸水剖面。由于气泡只在含水的松散砂中非常有效,而在只含油的松散砂中无法形成,因此,该技术具有“堵水不堵油”的特点。

黏弹调驱是采用高黏聚合物对稠油油藏高渗透条带封堵,达到调整油藏吸水剖面的目的^[25-26]。其原理是通过控制聚合物分子结构,使其在油藏条件下经过多重剪切后仍然保持较高黏度,从而封堵和限制油藏深部高渗透层的吸水能力。其优势在于黏弹性聚合物类调驱剂无需交联,可实现深部封堵。

采用CT扫描驱替实验研究了堵调降黏混合驱、先堵调后降黏驱、先降黏后堵调驱3种开发方式对稠油提高采收率的影响(图6),结果表明,先堵调后降黏驱开发方式相比其他驱替方式效果更好,其机理是对于非均质性较强,甚至已经形成水窜通道的稠油油藏,通过对高渗透层窜流通道封堵,可保证较多降黏剂进入低渗透层,提高降黏剂低渗透层作用效果,整体采收率更高。

2.3.2 防膨辅助降黏加合增效

防膨剂是一种有机阳离子结构的表面活性剂,主要作用机理是以分子间力和氢键力等作用,牢固吸附在黏土表面,防止储层黏土矿物水化膨胀和分

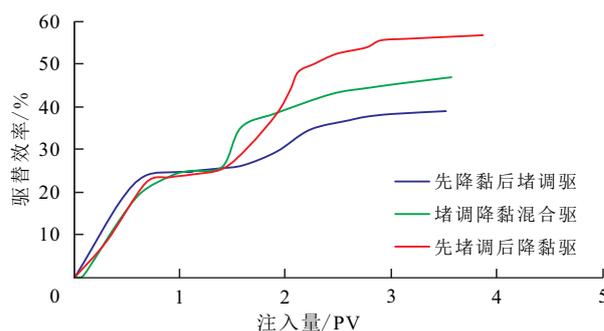


图6 不同段塞顺序物理模拟驱替实验结果

Fig.6 Physical simulation results of displacement in different slug sequences

散运移,促使油藏吸水指数大幅提高。

针对低孔隙、低渗透、黏土矿物较发育的稠油储层,为防止黏土水化膨胀、分散运移和水锁效应等造成的储层渗透率急剧下降,应在降黏驱前注入防膨剂,降低注入压力,提高储层的渗流能力。防膨剂作为辅助措施,保障降黏剂和调驱剂的有效注入,提高驱油效率。

2.4 降黏复合驱关键化学剂

基于上述机理研究和新的理论认识,自主开发出适应化学降黏复合驱技术的系列关键化学剂,并对化学剂的作用机理和效果进行分析和研究。包括低聚型降黏驱油剂、黏弹性乳化调驱剂以及双重功能泡沫调驱剂。

2.4.1 低聚型降黏驱油剂

低聚型降黏驱油体系是通过分子设计合成的驱油剂,是由传统表面活性剂通过缩聚反应聚合而成,聚合度为5~20,摩尔质量为2 000~20 000 g/mol。低聚型降黏驱油剂相比传统表面活性剂具有极低临界胶束浓度和较强的增溶能力等特点,临界胶束浓度为9.8 mg/L,使用质量浓度为100 mg/L条件下即具有优异的降黏、洗油效果(图7)。该分子引入了强亲水基团和嵌套苯环的长碳链烷烃,使其易于在油水界面富集;疏水基团引入亲水基团O和N等,破坏稠油内部氢键作用,实现低动力解聚性能;亲水基团伸展在外侧,通过氢键等作用吸附水膜,实现稠油乳化。同时,体系可吸附在矿物表面,在一定范围内,体系分子排列紧密,分子链彼此重叠,在矿物表面形成较为平滑的亲水性吸附膜,抑制了稠油与矿物表面的黏附作用,起到洗油效果;该体系水溶液将原油剥离成表面亲水的油珠,随着体系水溶液的流动富集于水相,形成混合相,由油水两相流变成单相流,在提高洗油效率的同时,扩大了波及体积,改善了驱替效果。目前已生成的产品在用量500 mg/L条件下可提高管式模型驱替效

方案的优化及后期动态调控提供支持,因此需要建立一套化学降黏复合驱机理表征方法,完善数值模拟优化技术。

化学降黏复合驱方案优化决策调控技术需要在室内物理模拟基础上,进一步明晰关键化学剂的驱油机理和关键工艺参数的技术界限,建立化学降黏复合驱的数学模型,包括:多相多组分质量守恒方程(涉及油相质量守恒、水相质量守恒、气相质量守恒和化学剂组分质量守恒方程)、渗流方程、组分扩散方程、组分吸附方程、体现降黏机理的化学反应动力学方程及其他辅助方程等,在此基础上,使用全隐式方法将数值模型进行线性化处理,建立基于CMG软件的嵌入模块,开展化学降黏复合驱的注入方式及段塞大小的优化,实现矿场实践中降黏复合驱和降黏引驱的表征及注入参数的优化调控。

2.5.1 降黏复合驱

降黏复合驱驱替过程中,注入的一般都是水溶性降黏剂,主要的降黏方式是改质降黏和乳化降黏,其共同特征包括:①生成了新的组分。CMG-STARS中,这些新的组分可以通过灵活的组分定义功能来设置。②生成新组分的过程可以通过化学反应来模拟。

CMG-STARS模拟器采用阿尔纽斯方程来描述任意一相及任意组分的化学反应速度,表征高黏原油接触降黏剂后变成低黏原油的改质降黏和形成水包油的乳状液的乳化降黏,其表达式为:

$$r_i = k_0 \exp\left(\frac{-E_a}{RT}\right) \cdot \prod_{i=1}^{nc} C_i^{n_i} \quad (1)$$

2.5.2 降黏引驱

在化学降黏复合驱过程中,由于储层的非均质性和降黏剂的黏性指进,部分生产井不受效或受效较慢,经常表现为低产低液^[31],通过注入油溶性降黏剂或复合二氧化碳等进行降黏引驱,降低稠油黏度、液柱压力及流动阻力,增大井底生产压差,提高单井产能,调整井组流线均匀发育^[32]。在CMG-STARS中,可以通过添加轻质组分以及选用非线性的黏度计算方法来准确描述这些降黏剂的作用,进而模拟其降黏机理,其计算公式为:

$$\ln \mu_a = \sum_{i=1}^{nc} \ln \mu_{ai} \cdot x_i \quad (2)$$

3 矿场应用

为了探索这项变革性节能环保提高采收率技术的可行性,胜利油区根据稠油油藏降黏复合驱潜

力筛选标准,从技术成熟度、油藏地质条件及开发状况等角度综合考虑,分层次、分步骤实施降黏复合驱。截至2020年6月在低效水驱、敏感性、多轮次吞吐后以及高温高盐等不同稠油油藏类型中累积实施了21个开发单元,覆盖地质储量 $1\,500 \times 10^4$ t,预计提高采收率8%以上,均取得较好效果。

金家油田金8沙三段为强敏感高孔中渗透普通稠油油藏,全岩分析黏土矿物平均含量为16.8%,地层原油黏度为262 mPa·s,热采开发“注不进、采不出”,常规注水开发产液量低、采油速度低。2019年1月优选2个反九点井组实施防膨+降黏驱先导试验,并在含水率高于80%时注入泡沫段塞。井组见效后日产油量由9.2 t/d增加至26.5 t/d,峰值日产油量达30.2 t/d,含水率下降18%,截至2020年6月累积增油量为5 993 t。

孤岛油田中二北馆5先导试验区位于孤岛油田中区馆5稠油环,地层原油黏度为300~500 mPa·s,受边水侵入影响,综合含水率为90.6%。根据多轮次吞吐后非均质性严重、含水率高等问题,优选1个反五点法井组实施多级堵调+降黏驱替,2019年10月开始稳定注入堵调剂段塞,2020年2月开始见效或初显见效特征,含水率出现波动式下降,最高下降14%,单井峰值日产油量增加4.1 t/d。

滨南尚店油田尚10-49为常温常压构造-岩性油藏,该区块原油黏度高,平均为3 120 mPa·s(油藏温度下),2005年投入开发,主力层系为Ng3和Ed3,采用反七点面积注水井网,注采井距为300 m,2007年7月至2018年底处于递减阶段,2018年底单元日产油量为1.6 t/d,综合含水率为50%,采油速度仅为0.13%,采出程度为2.91%。2019年7月根据区块的开发矛盾,筛选了一种降黏率高于98%并且自身有一定黏度的水溶性降黏剂,既能实现降低被驱替相的黏度,又能满足提高驱替相黏度。通过室内物理模拟和数值模拟,将井网调整为行列式注采井网,共3注7采,同时优选关键注采参数,注入降黏剂质量分数为0.1%,日注入量为90 m³/d。从2019年开始油井“拉”(降黏引效)协同注水井“推”(降黏驱替),取得了很好的效果,开发指标明显好转,日产液量提高65.7 m³/d,日产油量提高15.7 t/d,动液面上升150 m,年采油速度从0.13%提高到0.55%,截至2020年6月底累积增油量为2 547 t。

4 结论

化学降黏复合驱开发技术是一项变革性技术,

以开发问题为导向、以理论创新为突破点,在深化稠油致黏机理认识的基础上,创新研发了可在油藏条件下解聚分散稠油的降黏体系,同时明确了降黏体系的解聚及乳化机理、润湿改性作用机理,针对稠油油藏在多轮次吞吐或水驱后油藏窜流通道加剧导致降黏剂无法接触稠油的问题,研发了2种调驱剂和1种驱油剂,有效扩大降黏剂的波及范围,提高降黏体系利用率;此外,基于理论突破,建立了化学降黏复合驱窜流表征方程,形成了先进的优化物理模拟和数值模拟技术,为现场应用提供了技术支持。矿场实践证明,化学降黏复合驱开发技术适用于多轮次吞吐、敏感性以及高温高盐水驱等多种类型稠油油藏的效益开发。本技术的突破和成功应用,将为中外同类型油藏高效开发提供可复制、可推广的低效稠油低成本开发升级换代技术。

符号解释

- C_i ——反应物 i 的浓度因子;
 E_a ——活化能, J/mol;
 i ——组分编号;
 k_0 ——反应速度系数;
 nc ——参加反应的组分数;
 n_i ——反应物 i 的化学反应级数;
 r_i ——某一反应物在单位时间单位体积内发生反应的摩尔数, mol/(min·m³);
 R ——阿佛加德罗常数;
 T ——绝对温度, K;
 x_i ——组分 i 的摩尔分数;
 μ_a ——降黏剂和油混合后的黏度, mPa·s;
 μ_{a_i} ——组分 i 在液相中的黏度, mPa·s。

参考文献

- [1] 胡渤, 郑文乾, 祝仰文, 等. 稠油油藏降黏化学驱注入方式优化[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(6): 91-99.
 HU Bo, ZHENG Wenqian, ZHU Yangwen, et al. Optimization of injection method for viscosity reduction chemical flooding in heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(6): 91-99.
- [2] 曹畅, 罗君兰, 刘磊, 等. 超深稠油注天然气举降稀先导试验[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(1): 116-120.
 CAO Chang, LUO Junlan, LIU Lei, et al. Pilot test of the viscosity reduction by the natural gas injection and lift for the extra-deep heavy oil[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(1): 116-120.
- [3] 卢时林, 张成博. 高能纳米波稠油冷裂解技术应用效果评价[J]. 特种油气藏, 2020, 27(6): 145-151.
 LU Shilin, ZHANG Chengbo. Application effect evaluation of cold cracking technology with high energy nanowave for heavy oil[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6): 145-151.
- [4] 孙焕泉, 王海涛, 吴光焕, 等. 稠油油藏注 CO₂ 提高采收率影响因素研究[J]. 石油实验地质, 2020, 42(6): 1 009-1 013, 1 023.
 SUN Huanquan, WANG Haitao, WU Guanghuan, et al. CO₂ EOR factors in heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(6): 1 009-1 013, 1 023.
- [5] 张弦, 车洪昌, 刘以胜, 等. 超细金属催化剂改善稠油火烧效果实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(4): 36-40.
 ZHANG Xian, CHE Hongchang, LIU Yisheng, et al. Improved efficiency of in-situ combustion by application of submicro metal oxides particles[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(4): 36-40.
- [6] 汪卫东. 微生物采油技术研究及试验[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(1): 107-113.
 WANG Weidong. Laboratory research and field trials of microbial oil recovery technique[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(1): 107-113.
- [7] 张蔓, 张军, 叶锋, 等. 稠油蒸汽吞吐油汽比经济界限预测模型[J]. 特种油气藏, 2020, 27(3): 121-124.
 ZHANG Man, ZHANG Jun, YE Feng, et al. Prediction model of economic oil steam ratio limit for heavy-oil stimulation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3): 121-124.
- [8] 韩玉贵, 丁名臣, 刘义刚, 等. 无碱与含碱化学体系驱替稠油特征比较[J]. 断块油气田, 2021, 28(1): 129-132, 138.
 HAN Yugui, DING Mingchen, LIU Yigang, et al. Comparative study between alkali-free and alkali-containing chemical systems for recovering heavy oil[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28(1): 129-132, 138.
- [9] 孙强, 黄世军, 李权. 多层稠油油藏水驱动用程度评价方法[J]. 断块油气田, 2020, 27(3): 323-326.
 SUN Qiang, HUANG Shijun, LI Quan. Evaluation method of water driving degree of multi-layer heavy oil reservoir[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(3): 323-326.
- [10] 邢钰, 吴艳华, 郭继香, 等. 稠油致黏关键组分微观性质[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(5): 1 833-1 838.
 XING Yu, WU Yanhua, GUO Jixiang, et al. Microscopic properties of viscous key components in heavy crude oils[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(5): 1 833-1 838.
- [11] 王旭东, 张健, 施雷庭, 等. 稠油活化剂降黏机理及驱油效果研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(6): 133-138.
 WANG Xudong, ZHANG Jian, SHI Leiting, et al. Study on viscosity reduction mechanism and oil displacement effect of heavy oil activator[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6): 133-138.
- [12] 崔敏, 吴乐乐, 李传, 等. 稠油高黏因素的初步研究[J]. 炼油技术与工程, 2013, 43(6): 53-58.
 CUI Min, WU Lele, LI Chuan, et al. Preliminary study on high viscosity of heavy oils[J]. Petroleum Refinery Engineering, 2013, 43(6): 53-58.
- [13] 赵琳, 王增林, 张星, 等. 稠油油藏自扩散降黏体系作用机理[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(1): 110-116.
 ZHAO Lin, WANG Zenglin, ZHANG Xing, et al. Mechanism of the self-diffusion viscosity reducing system in heavy oil reservoir

- [J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(1):110-116.
- [14] 皮之洋,金蕾,李得轩,等.稠油降粘开采技术及研究进展[J].山东化工,2020,49(8):96-97,101.
PI Zhiyang, JIN Lei, LI Dexuan, et al. Heavy oil viscosity reduction technology and research progress [J]. Shandong Chemical Industry, 2020, 49(8):96-97, 101.
- [15] GAO Changhong, SHI Jing, ZHAO Fangjian. Successful polymer flooding and surfactant-polymer flooding projects at Shengli Oilfield from 1992 to 2012 [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2014, 4(1):1-8.
- [16] 梁严,王增林,史树彬,等.稠油驱替-流度控制与非均质性调整——综合聚合物与HPAM对比[J].油气藏评价与开发, 2020, 10(6):65-71, 102.
LIANG Yan, WANG Zenglin, SHI Shubin, et al. Heavy oil displacement-mobility control and heterogeneity adjustment: associative polymer versus HPAM [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6):65-71, 102.
- [17] 卢川,王亚青,王帅,等.多孔介质内水包油型乳状液非等温流动表征及敏感因素[J].油气地质与采收率, 2020, 27(6):81-90.
LU Chuan, WANG Yaqing, WANG Shuai, et al. Characterization and sensitive factors of non-isothermal flow of oil-in-water emulsion in porous media [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(6):81-90.
- [18] WANG J, DONG M. Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009, 67(3):155-158.
- [19] KUMAR Sunil, MANDAL Ajay. Investigation on stabilization of CO₂ foam by ionic and nonionic surfactants in presence of different additives for application in enhanced oil recovery [J]. Applied Surface Science, 2017, 420:9-20.
- [20] MOORE T F, SLOBOD R L. Displacement of oil by water-effect of wettability, rate, and viscosity on recovery [R]. SPE 502, 1955.
- [21] WEGNER J. Investigation of polymer enhanced oil recovery (EOR) in microfluidic devices that resemble porous media—an experimental and numerical approach [J]. Oil Gas European Magazine: International Edition of Erdol Erdgas Kohle, 2015, 41(3):137-142.
- [22] 李华斌,陈中华.界面张力特征对三元复合驱油效率影响的实验研究[J].石油学报, 2006, 27(5):96-98.
LI Huabin, CHEN Zhonghua. Characteristics of interfacial tension and oil displacement efficiency with alkaline-surfactant-polymer flooding technology [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(5):96-98.
- [23] 李士伦,孙雷,陈祖华,等.再论CO₂驱提高采收率油藏工程理念和开发模式的发展[J].油气藏评价与开发, 2020, 10(3):1-14.
LI Shilun, SUN Lei, CHEN Zuhua, et al. Further discussion on reservoir engineering concept and development mode of CO₂ flooding-EOR technology [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3):1-14.
- [24] 程利民,王业飞,何宏,等.泡沫调驱的研究与应用进展[J].油田化学, 2013, 30(4):620-624.
CHENG Limin, WANG Yefei, HE Hong, et al. Research and application progress of profile control and displacement with foam [J]. Oilfield Chemistry, 2013, 30(4):620-624.
- [25] 万绪新,谢广龙,丁余刚.胜利油田难动用石油储量地质工程一体化探索[J].中国石油勘探, 2020, 25(2):43-50.
WAN Xuxin, XIE Guanglong, DING Yugang. Exploration on geology-engineering integration of hard-to-recover reserves in Shengli Oilfield [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2):43-50.
- [26] PEI Haihua, ZHANG Guicai, GE Jijiang, et al. Study of polymer-enhanced emulsion flooding to improve viscous oil recovery in waterflooded heavy oil reservoirs [J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2017, 529:409-416.
- [27] 蒋琪,游红娟,潘竟军,等.稠油开采技术现状与发展方向初步探讨[J].特种油气藏, 2020, 27(6):30-39.
JIANG Qi, YOU Hongjuan, PAN Jingjun, et al. Preliminary discussion on current status and development direction of heavy oil recovery technologies [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6):30-39.
- [28] 王传飞,韦涛,李伟,等.浅薄层超稠油油藏HDNS高轮次吞吐开发特点及接替技术研究[C].西安:2019油气田勘探与开发国际会议论文集, 2019:980-987.
WANG Chuanfei, WEI Tao, LI Wei, et al. Features and follow-up replacement techniques of multiple cycles HDNS for low and thin super-heavy oil reservoirs [C]. Xi'an: International Field Exploration and Development Conference, 2019:980-987.
- [29] 熊钰,冷傲燃,孙业恒,等.水溶性分散型降黏剂降黏及微观驱油机理[J].油气地质与采收率, 2020, 27(5):62-70.
XIONG Yu, LENG Aoran, SUN Yeheng, et al. Study on the mechanisms of viscosity reduction and microscopic oil displacement of a water-soluble dispersed viscosity reducer [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(5):62-70.
- [30] 程仲富,任波,姜莹芳,等.塔河油田超深井稠油地面热裂化降黏回掺可行性研究[J].油气藏评价与开发, 2020, 10(2):90-93.
CHENG Zhongfu, REN Bo, JIANG Yingfang, et al. Feasibility of ground thermal cracking viscosity reduction and re-mixing technology of heavy oil in ultra-deep wells of Tahe Oilfield [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2):90-93.
- [31] 张吉磊,罗宪波,何逸凡,等.基于储层物性时变的稠油底水油藏高含水期精细挖潜技术[J].石油钻探技术, 2020, 48(4):111-117.
ZHANG Jilei, LUO Xianbo, HE Yifan, et al. A new potential fine trapping technology for high water cut stage in heavy oil reservoirs with bottom water based on physical properties of the reservoir varying over time [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(4):111-117.
- [32] BUCHGRABER M, CLEMENS T, CASTANIER L M, et al. A microvisual study of the displacement of viscous oil by polymer solutions [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(3):269-280.