

文章编号:1009-9603(2020)05-0053-09

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.05.006

基于储层孔喉匹配的非均相复合驱 技术研究与应用实践

——以胜坨油田一区沙二段1-3砂组聚合物驱后单元为例

孙焕泉¹,曹绪龙²,李宗阳³,郭兰磊³

(1.中国石化股份有限公司,北京 100728; 2.中国石化胜利油田分公司,山东 东营 257001;
3.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:非均相复合驱油体系与储层孔喉匹配性是实现驱油体系有效注入和大幅度提高原油采收率的关键因素,基于物理模拟研究,建立黏弹性颗粒驱油剂与多孔介质孔喉匹配关系图版。优选胜坨油田一区沙二段1-3砂组聚合物驱后油藏典型单元作为先导试验区,在目标储层孔喉特征分析的基础上,依据所建立的匹配关系图版,研制适合目标储层的黏弹性颗粒驱油剂,联同聚合物与阴非两性表面活性剂构建适合目标储层的高效非均相复合驱油体系。研究表明,非均相复合驱技术能有效动用不同类型、不同孔径孔隙中的剩余油,提出非均相复合驱油体系对剩余油的微观动用机制。矿场实践证实,试验区注入井注入压力上升了4.7 MPa,启动压力上升了5.1 MPa,平均阻力系数达1.7,矿场油藏压力分布更加均匀,驱替更加均衡;截至2020年5月,试验区已取得显著降水增油效果,生产井综合含水率下降了6.3%,日产量由39 t/d升至141 t/d,数值模拟预测在聚合物驱后可进一步提高原油采收率7.6%,非均相复合驱技术具有广阔的推广应用前景。

关键词:高温高盐;聚合物驱后油藏;非均相复合驱;孔喉匹配;提高采收率;剩余油

中图分类号:TE357.46

文献标识码:A

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 Es_21-3 in Sheng1 area, Shengtuo Oilfield

SUN Huanquan¹, CAO Xulong², LI Zongyang³, GUO Lanlei³

(1.China Petroleum & Chemical Corporation, Beijing City, 100728, China; 2.Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China; 3.Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: The matching between the heterogeneous combination flooding system and the reservoir pore throat is the key factor for realizing the effective injection of the flooding system and dramatically enhancing oil recovery. Based on physical simulation research, a matching relationship chart of the viscoelastic particle flooding agent and reservoir pore throat is established. The 1st to 3rd Submembers of the 2nd Member of Shahejie Formation (Es_21-3) in Sheng1 area, Shengtuo Oilfield was preferred as the pilot area, which was the typical post-polymer flooding reservoir. Based on the analysis of the reservoir pore throat characteristics and the established matching relationship chart, the viscoelastic particle flooding agent suitable for the target reservoir in the pilot area was developed, and the efficient heterogeneous combination flooding system suitable for the target reservoir in the pilot area was constructed based on the combination of the polymer and the anionic and non-amphoteric surfactants. The research results show that the heterogeneous combination flooding technology could effectively

收稿日期:2020-06-02。

作者简介:孙焕泉(1965—),男,山东诸城人,教授级高级工程师,博士,从事油气田开发研究与管理工。E-mail:sunhquan@sinopec.com。
基金项目:国家科技重大专项“高温高盐油田化学驱提高采收率技术”(2016ZX05011-003)。

produce the remaining oil in different types of pores with different pore sizes. The microscopic remaining oil production mechanism of the heterogeneous combination flooding system is proposed. Field application has confirmed that the average injection pressure of injection well was increased by 4.7 MPa, and the average starting pressure was increased by 5.1 MPa. The drag resistance coefficient reached 1.7. The pressure distribution was more uniform, and the displacement was more balanced. As of May 2020, the significant water-cut reduction and production rate increment have been achieved in the pilot area. The comprehensive water-cut of the production well was decreased by 6.3%, and the production rate in the pilot area increased from 39 t/d to 141 t/d. The numerical simulation prediction shows that the oil recovery rate could be further increased by 7.6% after polymer flooding, which has broad prospects for popularization and application.

Key words: high temperature and high salinity; post-polymer flooding reservoir; heterogeneous combination flooding; matching of system and pore throat; enhanced oil recovery; remaining oil

聚合物驱作为老油田大幅度提高采收率的重要技术方法,在中外油田均得到广泛应用^[1-8]。矿场实践与数值模拟研究表明,聚合物驱后油藏仍约有50%的剩余石油地质储量未能采出,储层物质基础丰富,具有较大的剩余油挖潜空间^[9-10]。非均相复合驱技术是继聚合物驱和二元复合驱等技术之后的具有国际领先水平的新一代驱油技术^[11-15],2010年胜利油田在高温高盐I类聚合物驱后油藏开展先导试验并取得显著降水增油效果^[16-17],先导试验的成功为聚合物驱后油藏进一步提高采收率提出了行之有效的技术方向。目前虽已在非均相复合驱油体系设计方面开展了较为系统研究,但在注入非均相复合驱油体系时部分单元存在注入或封堵效果不理想的现象,所以亟需在非均相复合驱油体系与储层配伍性等方面,尤其是黏弹性颗粒驱油剂与储层孔喉匹配性方面开展进一步研究。为此,通过物理模拟研究,建立黏弹性颗粒驱油剂与多孔介质孔喉匹配关系图版。以胜坨油田一区沙二段1-3砂组聚合物驱后单元为先导试验区,在储层孔喉特征分析的基础上,按照匹配关系图版设计适合目标储层的黏弹性颗粒驱油剂,开展非均相复合驱油体系优化研究,构建适合目标储层的高效非均相复合驱油体系,并分析非均相复合驱微观剩余油动用机制。矿场实践证实,构建的非均相复合驱油体系在试验区应用后具有较好的注入性能和堵驱效果,取得显著降水增油效果,证明所提出的基于储层孔喉匹配的非均相复合驱技术可行,对聚合物驱后油藏进一步提高采收率具有重要指导作用。

1 试验区储层孔喉特征

先导试验区含油面积为3.8 km²,有效厚度为8.0 m,石油地质储量为502×10⁴ t。试验区构造平缓,油藏埋深为1 890~2 120 m,为受构造控制的层状油藏。储层以分流河道沉积为主,岩石类型以

中、细砂岩为主,原始含油饱和度为65%,地层原油黏度为10~40 mPa·s,地层原油密度为0.84~0.88 g/cm³,地层水矿化度为21 053 mg/L,钙镁离子质量浓度为311 mg/L。原始油层压力为20.2 MPa,饱和压力为11.9 MPa,目前油层压力为14.2 MPa,原始地层温度为80℃,属于典型高温高盐油藏。

根据胜坨油田一区400余口井的岩石物性分析和测井解释资料,结合取心井资料,综合分析可知,试验区储层非均质性较强,平均孔隙度为30%,平均空气渗透率为2 060 mD;以沙二段1砂组为例,层内渗透率级差最大可达722,最小为227;突进系数最小为2.76,最大为3.92;变异系数最小为0.93,最大为1.08(表1)。充分利用取心井资料,分析试验区沙二段1砂组微观孔喉特征,主力层1¹与非主力层1²和1³孔喉半径差异较大,主力层的孔喉半径明显高于非主力层,平均孔喉半径为14.9 μm(表2),在非均相复合驱油体系设计时需匹配目标储层孔喉半径,以实现聚合物驱后油藏剩余油的高效动用。

表1 胜坨油田一区沙二段1砂组层内非均质参数统计结果
Table 1 Statistical results of heterogeneous parameters of Es₂1 in Shengli area, Shengtuo Oilfield

层位	渗透率 (mD)			渗透率级差	突进系数	变异系数
	最大	最小	平均			
1 ¹	7 386	13	2 170	568	2.76	1.08
1 ²	6 821	30	1 981	227	3.59	1.06
1 ³	7 220	10	1 561	722	3.92	0.93

2 非均相复合驱油体系设计

2.1 黏弹性颗粒驱油剂优选

2.1.1 黏弹性颗粒驱油剂与储层孔喉匹配关系建立
优选与储层孔喉相匹配的黏弹性颗粒驱油剂是非均相复合驱油体系设计的关键。物理模拟实验结果表明,黏弹性颗粒驱油剂在多孔介质中运移

表2 胜坨油田一区沙二段1砂组孔喉特征参数
Table2 Pore throat characteristic parameters of Es₂1
in Sheng1 area, Shengtuo Oilfield

层位	样品数	均质系数	平均孔喉半径(μm)	最大孔喉半径(μm)	最大汞饱和度(%)	退汞效率(%)
1 ¹	3	0.37	14.9	23.93	83.42	20.31
1 ²	1	0.35	12.8	21.34	84.13	22.34
1 ³	1	0.17	12.2	19.14	86.31	14.58

主要包括自由通过和暂堵变形2种方式(图1)。当黏弹性颗粒驱油剂(PPG)与储层孔喉相匹配时,主要以暂堵变形方式运移,即黏弹性颗粒驱油剂首先在孔喉处发生暂堵,导致该处压力升高;当压力逐渐升高到一定值时,颗粒会以挤压变形和拉伸变形的方式通过孔喉(将此时的压力定义为颗粒变形通过孔喉临界压力),达到“堵-驱”结合的效果^[18-22]。

为进一步定量描述黏弹性颗粒驱油剂在多孔介质中的运移规律,在物理模拟实验结果的基础上,将黏弹性颗粒在孔喉中运移的假设条件如下:①黏弹性颗粒通过孔喉的过程为准静态过程。②不考虑接触角迟滞。③孔喉壁疏水且各处接触角相等。④不考虑孔喉中油对黏弹性颗粒的影响。基于上述假设条件,通过分析小液滴通过狭窄孔喉的受力情况,得到通过孔喉时黏弹性颗粒驱油剂两

端的压差表达式为:

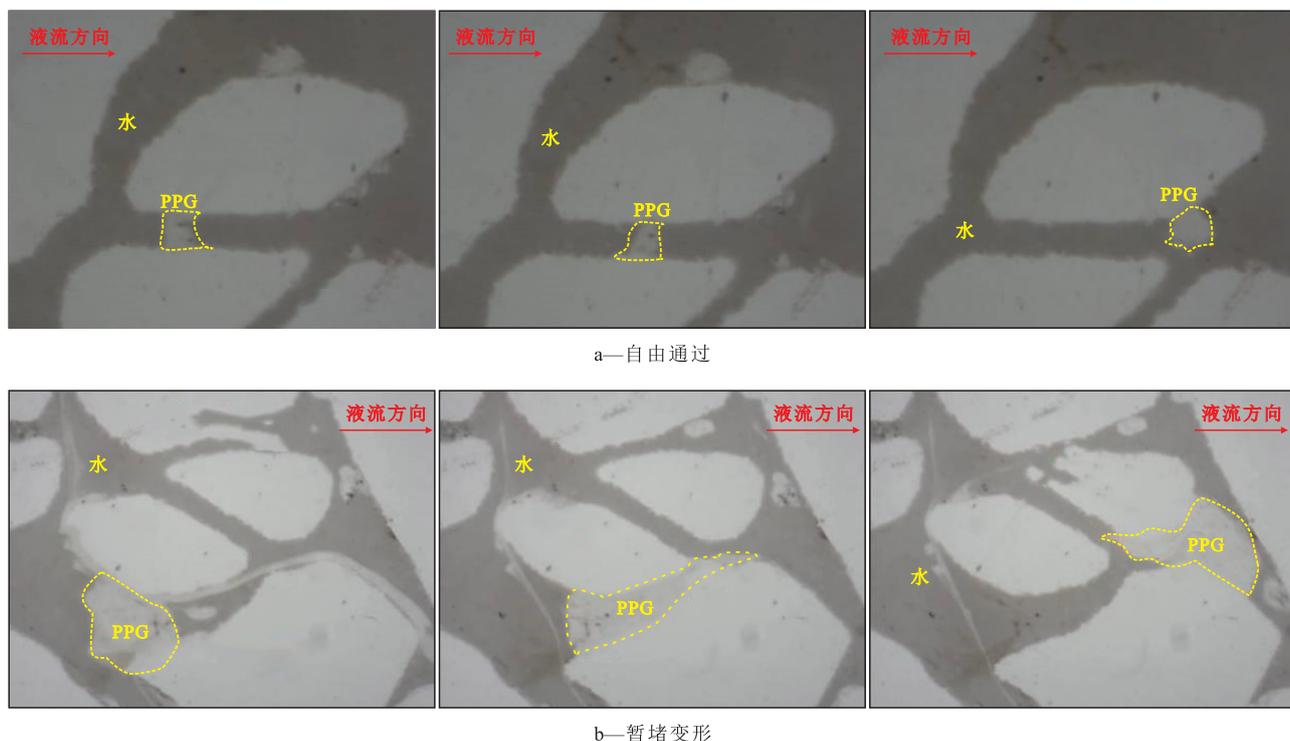
$$\Delta p = ER_E \left[\frac{\cos(\theta - \alpha_1)}{R + R_0(1 - \cos\alpha_1)} - \frac{\cos(\theta + \alpha_2)}{R + R_0(1 - \cos\alpha_2)} \right] \quad (1)$$

由(1)式可以看出,颗粒两端的压差与颗粒弹性模量、平衡接触角、颗粒粒径(即颗粒溶胀后粒径中值)、颗粒运移位置、孔喉半径和形状有关。通过研究黏弹性颗粒驱油剂粒径、弹性模量和孔喉尺寸等因素对颗粒变形通过孔喉临界压力的影响,建立黏弹性颗粒驱油剂与储层孔喉匹配关系图版(图2),以有效指导非均相复合驱油体系设计。

2.1.2 基于储层孔喉匹配的黏弹性颗粒驱油剂优选

针对不同类型油藏选择相匹配的黏弹性颗粒驱油剂,有利于驱油剂发挥最佳的调驱性能。通过考察不同黏弹性能的黏弹性颗粒驱油剂的阻力系数与残余阻力系数,初步优选黏弹性颗粒驱油剂的黏弹性能。由表3可知,当弹性模量分别为9.0和12.0 Pa时,均满足阻力系数和残余阻力系数分别大于等于327和22的技术政策界限,此时黏弹性颗粒驱油剂具有良好的调驱效果。

已知胜坨油田一区沙二段1-3砂组目标储层平均驱替压力梯度为0.08 MPa/m,同时根据目标储层



图片a由左到右PPG通过孔喉的时间依次为20, 21, 22 s; 图片b由左到右PPG通过孔喉的时间依次为5, 10, 14 s

图1 黏弹性颗粒驱油剂在多孔介质中的运移方式

Fig.1 Migration mode of viscoelastic particle flooding agent in porous media

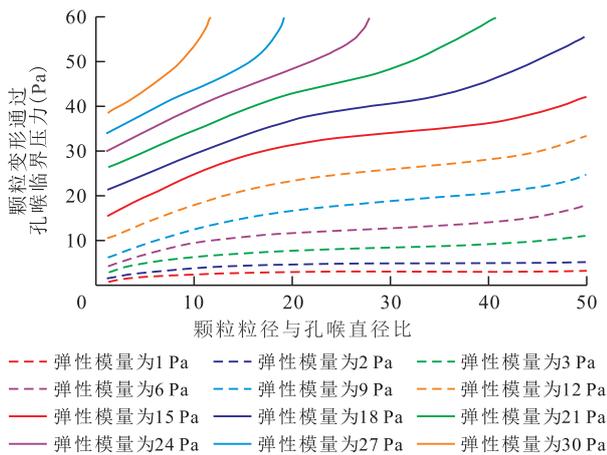


图2 黏弹性颗粒驱油剂与储层孔喉匹配关系图版

Fig.2 Matching relationship chart of viscoelastic particle flooding agent and reservoir pore throat

表3 不同黏弹性能的黏弹性颗粒驱油剂的阻力系数及残余阻力系数

Table3 Resistance coefficients and residual resistance coefficients of viscoelastic particle flooding agent with different viscoelastic performances

编号	弹性模量 (Pa)	阻力系数	残余阻力系数
1	2.2	76.7	7.3
2	5.1	161.0	11.3
3	9.0	337.0	26.5
4	12.0	375.0	29.3

单位长度上的孔喉数量(由实验测得),计算得到颗粒变形通过孔喉临界压力为28 Pa,将该值投点于黏弹性颗粒驱油剂与储层孔喉匹配关系图版,最终确定适合目标储层的黏弹性颗粒驱油剂弹性模量为12 Pa,对应的颗粒粒径与孔喉直径比为40;依据目标储层平均孔喉直径为28 μm,计算可得颗粒溶胀后粒径中值为1 120 μm,对应的黏弹性颗粒驱油剂干粉粒径为20~50目。

2.1.3 黏弹性颗粒驱油剂注入性分析

在温度为80 ℃、矿化度为21 053 mg/L、气测渗透率为2 500 mD的实验条件下,考察质量浓度为2 000 mg/L、弹性模量为12 Pa、粒径分别为50~150和20~50目等2种目数的黏弹性颗粒驱油剂在多孔介质中的注入性。结果(图3)表明:注入粒径为50~150目的黏弹性颗粒驱油剂时,压力增幅较小,且注入过程中压力无明显波动,最高注入压力仅为0.38 MPa,说明该粒径的黏弹性颗粒驱油剂在多孔介质中以“自由通过”的运移方式为主,调驱能力较弱;当注入优选的粒径为20~50目的黏弹性颗粒驱油剂时,最高注入压力可达1.75 MPa,且注入过程中压力呈锯齿状波动,反映了独特的暂堵-压力升高-

变形通过的运移过程,说明优选的黏弹性颗粒驱油剂与储层孔喉相匹配,在目标储层条件下既具有良好的注入性,又具备较强的调驱能力。

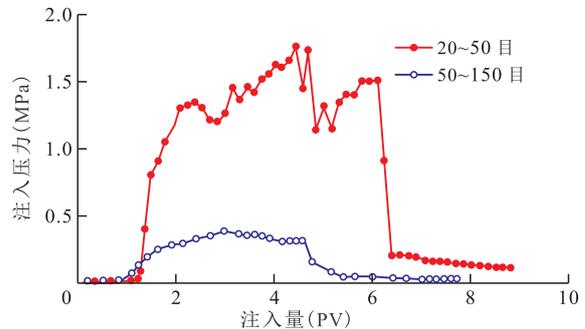


图3 不同目数黏弹性颗粒驱油剂在多孔介质中的压力传递曲线

Fig.3 Pressure transfer curves of viscoelastic particle flooding agent with different meshes in porous medium

2.2 表面活性剂选择

选择合适的表面活性剂,使油水界面张力降低到 10^{-3} mN/m,是提高毛细管数,进而提高驱油效率的关键^[23]。由不同类型及质量分数的表面活性剂对油水界面张力的影响(表4)可以看出,在目标储层油水条件下,表面活性剂ST1-1A6质量分数为0.1%~0.6%时均可获得 10^{-3} mN/m数量级的超低油水界面张力。考虑表面活性剂吸附及地层水稀释作用,推荐非均相复合驱油体系中表面活性剂为0.4%ST1-1A6。

表4 不同类型及质量分数的表面活性剂对油水界面张力的影响

Table4 Effect of different types surfactants with different mass fractions on interfacial tension between oil and water

表面活性剂			界面张力
名称	质量分数(%)	类型	(mN/m)
Aa1	0.4	阴非复配	1.8×10^{-1}
Ab2	0.4	阴非复配	1.4×10^{-1}
Ac1	0.4	非离子	6.5×10^{-2}
Ac2	0.4	非离子	7.2×10^{-2}
ST1-1A6	0.1	阴非两性	8.6×10^{-3}
ST1-1A6	0.2	阴非两性	4.4×10^{-3}
ST1-1A6	0.4	阴非两性	1.2×10^{-3}
ST1-1A6	0.6	阴非两性	1.4×10^{-3}

2.3 配伍性评价

对比单一聚合物、单一黏弹性颗粒驱油剂及其复配体系的黏弹性能(表5)可知:单一聚合物(HPAM)的黏性模量大于弹性模量,表明聚合物溶液虽然具有一定的黏弹性,但以黏性为主;而复配体系的弹性模量明显高于单一的聚合物和黏弹性

颗粒驱油剂,黏弹特征明显。这是由于聚合物线性分子链与黏弹性颗粒驱油剂线性支化链相互缠结,可强化网络结构,从而提高了复配体系黏弹性。

表5 黏弹性颗粒驱油剂、聚合物及其复配体系的黏弹性性能
Table5 Viscoelastic performances of viscoelastic particle flooding agent, polymer and their compound system

样品	质量浓度(mg/L)	弹性模量(Pa)	黏性模量(Pa)
HPAM	2 400	0.14	0.18
PPG	2 400	5.00	1.22
HPAM+PPG	1 200+1 200	8.20	1.37

分析聚合物和黏弹性颗粒驱油剂的复配体系对表面活性剂降低油水界面张力的影响(表6)可以看出,在表面活性剂中加入聚合物和黏弹性颗粒驱油剂后形成的非均相复合驱油体系中,油水界面张力仍可达到超低,但时间较长,这是由于非均相复合驱油体系黏度较高,从而降低了表面活性剂向油水界面扩散的速度。

表6 单一表面活性剂与非均相复合驱油体系界面张力测试结果

Table6 Test results of interfacial tension of single surfactant and heterogeneous combination flooding system

体系	黏度 (mPa·s)	界面张力 (10 ⁻³ mN/m)	达到超低界面张力的时间(min)
0.4%ST1-1A6		1.2	8
800 g/L PPG+1 600 mg/L HPAM+0.4%ST1-1A6	35.2	4.1	90

综上所述,黏弹性颗粒驱油剂与聚合物和表面活性剂复配后,不仅能大幅度降低油水界面张力,保证较高的驱油效率;还能提高黏弹性,增强体系的液流转向能力,进一步扩大波及体积。针对胜坨油田一区沙二段1-3砂组目标储层,设计的与其相匹配的非均相复合驱油体系由质量浓度为800 mg/L的黏弹性颗粒驱油剂、质量浓度为1 600 mg/L的聚合物和质量分数为0.4%的表面活性剂ST1-1A6组成。

2.4 宏观与微观驱油效果评价

2.4.1 室内物理模拟效果评价

利用室内填砂管双管模型(高、低渗透管渗透率分别为3 000和1 000 mD),在温度为80 ℃、矿化度为21 053 mg/L的条件下,评价非均相复合驱油体系在聚合物驱后的提高采收率效果。结果(图4)表明,聚合物驱后再注入非均相复合驱油体系既可进一步扩大波及体积,又能发挥表面活性剂大幅度降

低油水界面张力的作用,提高洗油效率,最终采收率达66.4%,聚合物驱后进一步提高采收率达15.1%。

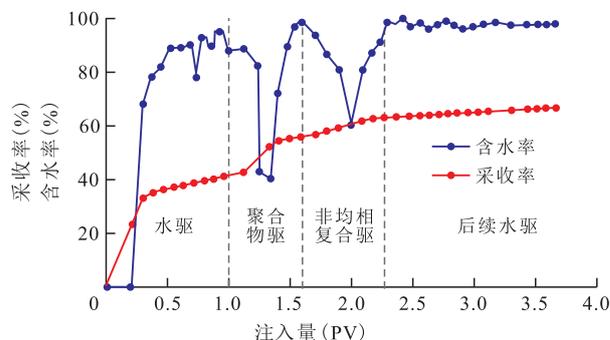


图4 聚合物驱后非均相复合驱采收率和含水率预测结果

Fig.4 Prediction results of recovery and water cut for heterogeneous combination flooding in post-polymer flooding reservoir

2.4.2 微观剩余油动用机制

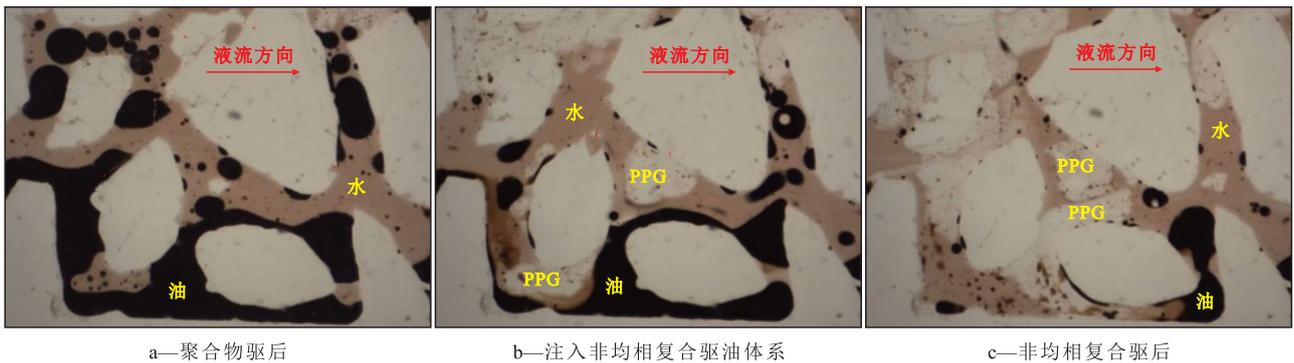
利用试验区岩心,通过微观可视驱替实验,研究非均相复合驱油体系对不同类型剩余油的动用效果。实验结果表明,非均相复合驱油体系可以动用不同类型的剩余油,根据实验结果,结合黏弹性颗粒驱油剂的特点,提出了非均相复合驱油体系对连片状和膜状两类常见剩余油的动用机制。

连片状剩余油 聚合物驱后,在驱替液未能波及区域存在连片状剩余油。注入非均相复合驱油体系后,溶胀的驱油剂颗粒首先封堵大孔道,后续液流进入聚合物未波及区域,将剩余油进行挤压分割。当封堵逐渐增强,压力增至一定值后,会使颗粒变形挤压通过孔喉,在这个过程中将孔喉中的剩余油分散驱出(图5)。

膜状剩余油 膜状剩余油是由于油在孔喉壁面的附着力大于驱替过程中的剪切力,驱替液在孔喉中间通过,造成油在孔喉表面滞留。由非均相复合驱油体系对膜状剩余油的驱替过程和驱替效果(图6)可见,当较大颗粒通过孔喉时,其在压力作用下会发生形变,对油膜造成刮挤,使其沿流动方向富集,随着非均相复合驱油体系不断注入,最终将膜状剩余油驱替出。

2.4.3 油藏数值模拟效果评价

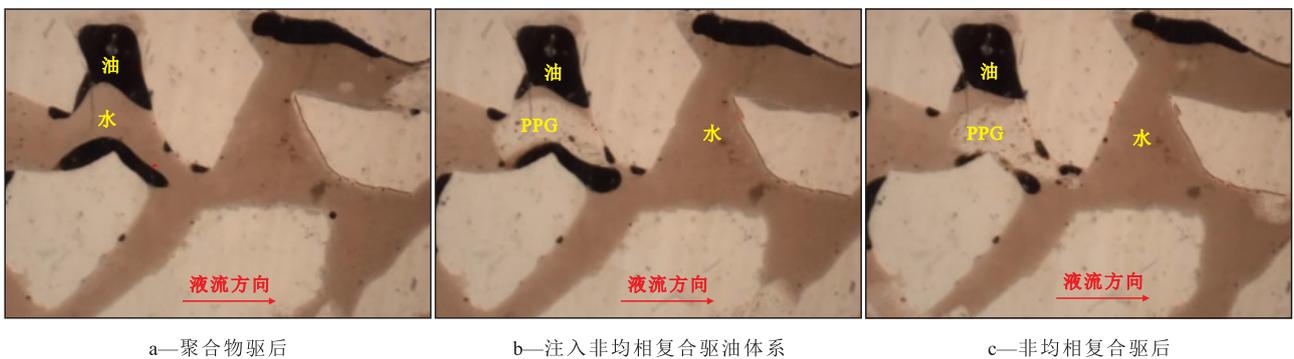
在室内物理模拟和微观剩余油动用机制分析的基础上,利用油藏数值模拟手段对试验区非均相复合驱开发效果进行预测。结果表明:实施非均相复合驱后,试验区综合含水率由聚合物驱后的97.2%最低降至88.2%,降幅达9.0%(图7);在非均相复合驱15 a有效期内预测累积增产原油38.0×10⁴ t,提高采收率达7.6%,最终采收率为48.5%。



a—聚合物驱后 b—注入非均相复合驱油体系 c—非均相复合驱后

图5 非均相复合驱油体系对连片状剩余油驱替效果

Fig.5 Displacement effect of heterogeneous combination flooding system on continuous flaky remaining oil



a—聚合物驱后 b—注入非均相复合驱油体系 c—非均相复合驱后

图6 非均相复合驱油体系对膜状剩余油驱替效果

Fig.6 Displacement effect of the heterogeneous combination flooding system on membrane-like remaining oil

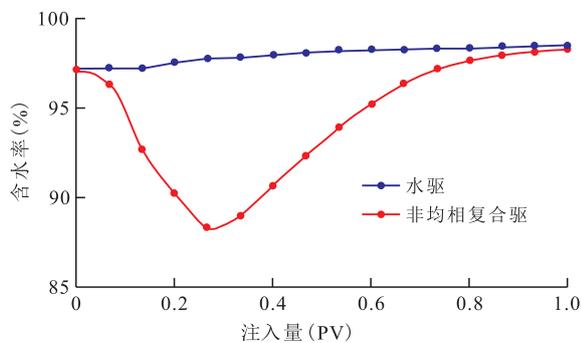


图7 试验区数值模拟含水率预测结果

Fig.7 Prediction results of water cut in pilot area based on numerical simulation

3 矿场应用及效果评价

先导试验区经历了33 a天然能量与水驱开发后,于1998年4月转变开发方式,实施聚合物驱开发,2001年9月转后续水驱,2013年12月聚合物驱结束,提高原油采收率为6.7%。先导试验区在实施非均相复合驱前,综合含水率为96.9%,采收率为40.9%,仍有大量剩余油滞留地下,进一步提高原油采收率潜力大。

室内物理模拟与油藏数值模拟结果均证明,聚合物驱后试验区具备实施非均相复合驱技术的条

件。2016年1月开始实施非均相复合驱矿场应用,2018年8月完成前置调剖段塞的注入,其注入量为0.15 PV,聚合物溶液的平均注入质量浓度为1 722 mg/L,黏弹性颗粒驱油剂的平均注入质量浓度为908 mg/L,注入液的平均井口黏度为39 mPa·s;2018年9月转注主体段塞,聚合物的平均注入质量浓度为1 636 mg/L,黏弹性颗粒驱油剂平均注入质量浓度为805 mg/L,注入液的平均井口黏度为34 mPa·s;注入的阴非两性表面活性剂的平均质量浓度为3 520 mg/L。截至2020年5月,已累积注入0.27 PV,完成方案设计的60%,矿场实施非均相复合驱技术后注入和产出系统均取得明显应用效果。

3.1 体系与试验区储层孔喉匹配性较好

注入压力平稳上升 试验区注入非均相复合驱油体系后,注入井均具有较好的注入性,15口注入井的注入压力均普遍上升,单井注入压力上升了1.6~5.2 MPa,单元整体注入压力由实施前的10.6 MPa上升到15.3 MPa,上升了4.7 MPa,其中前置调剖段塞注入压力上升了4.2 MPa。矿场实践表明,在黏弹性颗粒驱油剂与储层孔喉匹配关系图版指导下,所设计的非均相复合驱油体系与试验区储层孔喉具有较好的匹配性。

启动压力明显上升 分析注入井动态发现,试验区实施非均相复合驱后启动压力明显上升,注入井ST1-3-152在试验前的启动压力为7.2 MPa,实施非均相复合驱后启动压力逐级上升,截至2020年5月,该井的启动压力上升到11.7 MPa,上升了4.5 MPa。通过分析试验区注入井实施非均相复合驱前后的指示曲线可知:非均相复合驱前启动压力约为5.0~8.8 MPa,平均为6.8 MPa;非均相复合驱后启动压力增至9.7~13.9 MPa,平均为11.9 MPa,启动压力上升5.1 MPa。矿场实践表明,非均相复合驱油体系与目标储层孔喉具有很好的匹配性,可有效动用试验区剩余油。

阻力系数明显上升 地层渗流能力的变化可通过霍尔曲线直线段斜率进行表征,进而计算非均相复合驱体系的阻力系数。试验区实施非均相复合驱后,霍尔曲线的直线段斜率明显变大,表明地层渗流阻力增加,渗流能力降低,平均阻力系数上升至1.7,阻力系数还将呈现进一步增加的趋势。常规聚合物驱和二元复合驱项目的阻力系数一般约为1.1~1.3,非均相复合驱阻力系数明显增加。矿场实践表明,地层渗流阻力明显提高,非均相复合驱油体系与目标储层孔喉具有较好的匹配性。

3.2 储层非均质性改善明显

吸水指数与层间非均质性改善 分析试验区不同开发阶段的吸水指数监测分析资料可知:试验区水驱阶段吸水指数约为 $54.3 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{MPa})$,聚合物驱阶段吸水指数下降至 $49.6 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{MPa})$,转后续水驱阶段吸水指数为 $51.1 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{MPa})$,实施非均相复合驱后吸水指数下降到 $45.7 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{MPa})$,与实施前相比,吸水指数下降了 $5.4 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{MPa})$;试验区沙二段1砂组非均质性较强,其中主力层1¹层平均渗透率为2 170 mD,非主力层1²和1³层平均渗透率分别为1 981和1 561 mD,实施非均相复合驱初期吸液剖面(图8)显示,主要吸液层为沙二段1¹层,吸液比例达到80.1%,实施非均相复合驱后非主力层沙二段1²和1³层的吸液比例由实施前的20%升高到2019年的40.9%,表明基于储层孔喉匹配的非均相复合驱技术可以有效改善层间开发矛盾,使原驱油方法无法动用的剩余油得到动用。

平面驱替更加均衡 试验区在实施非均相复合驱前,示踪剂和压力监测资料均表明平面驱替不均衡,实施非均相复合驱后优势渗流通道得到有效抑制,试验区整体压力在上升的同时,压力分布更加均衡(图9),有效实现均衡驱替,表明非均相复合驱油体系适应试验区油藏条件,在聚合物驱后油藏

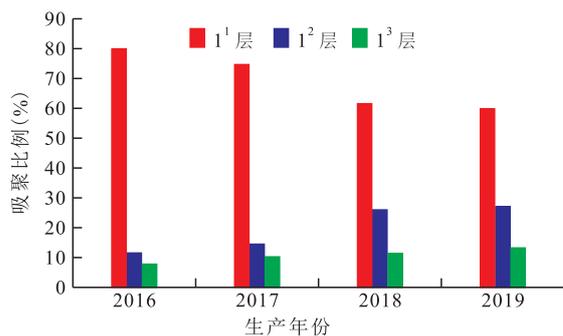
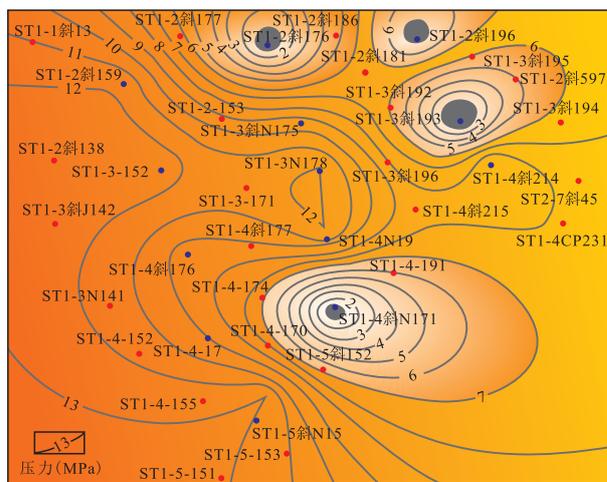
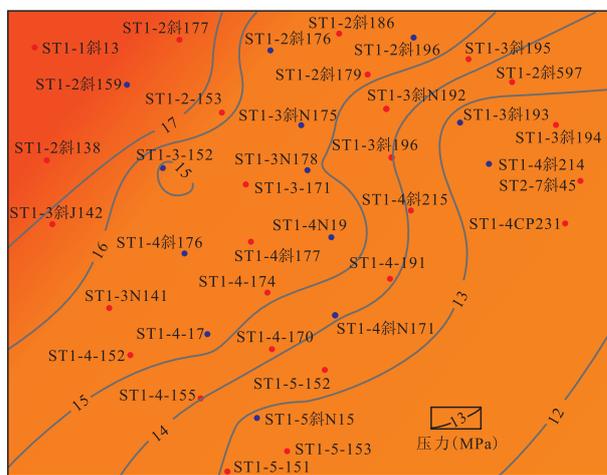


图8 试验区沙二段1砂组非均相复合驱吸液状况
Fig.8 Fluid absorption of heterogeneous combination flooding in E₂1 in test area



a—实施前(2015-05)



b—实施后(2020-05)

图9 非均相复合驱实施前后压力场变化

Fig.9 Pressure field changes before and after heterogeneous combination flooding

仍具有很好的调堵和改善非均质能力。

降水增油效果显著 试验区实施非均相复合驱后,截至2020年5月,共有29口生产井见效明显,见效井平均单井增油量为3 150 t,见效率达到83%,16口生产井综合含水率平均降幅达15.3%。以见效井ST1-3-171为例,含水率由实施前的97.3%下降到71.5%,降幅高达25.8%,日产油量由实施前的

1.6 t/d 升至 12 t/d, 使聚合物驱无法动用的剩余油再次得到高效动用, 在扩大波及体积的同时进一步提高了洗油效率。截至 2020 年 5 月, 试验区日产油量由实施前的 39 t/d 升至 141 t/d, 达到实施前的 3.5 倍; 平均综合含水率由实施前的 96.9% 降至 90.6% (图 10), 综合含水率仍继续呈现下降趋势。试验区已累积增产原油 9.7×10^4 t, 已提高采收率 1.94%, 使试验区在聚合物驱后再次得到高效开发。

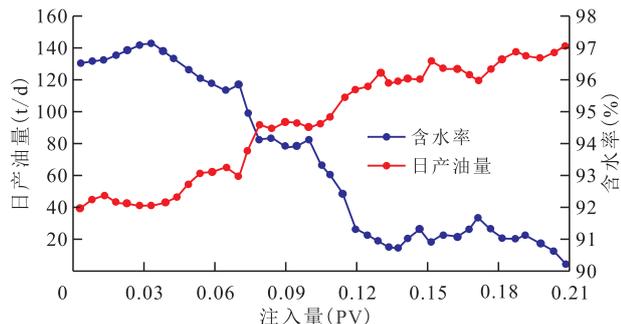


图 10 试验区降水增油开发曲线

Fig.10 Development curve of water cut reduction and production rate increment in test area

4 结论

针对高温高盐聚合物驱后油藏, 通过储层孔喉特征研究, 建立黏弹性颗粒驱油剂与储层孔喉匹配关系图版, 设计适合高温高盐聚合物驱后油藏的新型黏弹性颗粒驱油剂, 构建高效非均相复合驱体系, 分析非均相复合驱微观剩余油动用机制, 该驱油方法相比聚合物驱扩大波及体积和提高洗油效率能力更强, 室内物理模拟和油藏数值模拟结果均表明, 其驱油效果显著, 数值模拟预测试验区实施该技术后可提高采收率 7.6%, 最终采收率达到 48.5%。

在高温高盐聚合物驱后典型单元胜坨油田一区沙二段 1-3 砂组开展非均相复合驱先导试验, 矿场液流转向现象明显, 注入压力平稳上升, 启动压力上升, 吸水指数下降, 渗流阻力显著增加, 平面驱替更加均衡, 降水增油效果显著。矿场实践证实, 黏弹性颗粒驱油剂与多孔介质孔喉关系图版可有效指导非均相复合驱油体系设计, 有效提高聚合物驱后油藏采收率。所建立的黏弹性颗粒驱油剂与多孔介质孔喉匹配关系图版可应用至胜利油区高温高盐聚合物驱后油藏非均相复合驱油体系设计, 实现该类油藏规模化高效开发。

符号解释

E ——黏弹性颗粒驱油剂的弹性模量, Pa;

Δp ——黏弹性颗粒驱油剂两端压差, Pa;

R ——孔喉半径, μm ;

R_E ——黏弹性颗粒驱油剂的半径, μm ;

R_0 ——孔喉壁的曲率半径, μm ;

α_1 ——黏弹性颗粒驱油剂左端接触线位置与壁面圆心连线和垂直方向的夹角, ($^\circ$);

α_2 ——黏弹性颗粒驱油剂右端接触线位置与壁面圆心连线和垂直方向的夹角, ($^\circ$);

θ ——平衡接触角, ($^\circ$)。

参考文献

- [1] 孙焕泉, 曹绪龙, 李振泉, 等. 非均相复合驱技术[M]. 北京: 科学出版社, 2016: 1-2.
SUN Huanquan, CAO Xulong, LI Zhenquan, et al. The heterogeneous phase combination flooding used in enhanced oil recovery [M]. Beijing: Science Press, 2016: 1-2.
- [2] 孙焕泉, 张以根, 曹绪龙, 等. 聚合物驱油技术[M]. 东营: 石油大学出版社, 2002: 1-5.
SUN Huanquan, ZHANG Yigen, CAO Xulong, et al. Polymer flooding technology [M]. Dongying: Press of University of Petroleum, China, 2002: 1-5.
- [3] 曹绪龙, 张莉. 胜利油田高温高盐油藏聚合物驱提高采收率技术研究[C]. 北京: 石油工业出版社, 2007: 146-150.
CAO Xulong, ZHANG Li. Study on enhanced oil recovery technology of polymer flooding in high temperature and high salt reservoirs in Shengli Oilfield [C]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007: 146-150.
- [4] 姜瑞忠, 崔永正, 胡勇, 等. 基于储层物性时变的聚合物驱数值模拟[J]. 断块油气田, 2019, 26(6): 751-755.
JIANG Ruizhong, CUI Yongzheng, HU Yong, et al. Numerical simulation of polymer flooding considering reservoir property time variation [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(6): 751-755.
- [5] 李宗阳, 王业飞, 曹绪龙, 等. 新型耐温抗盐聚合物驱油体系设计评价及应用[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(2): 106-112.
LI Zongyang, WANG Yefei, CAO Xulong, et al. Design evaluation and application of a novel temperature-resistant and salt-tolerant polymer flooding system [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(2): 106-112.
- [6] 孙刚, 李勃. 大庆油田抗盐聚合物研制与应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5): 265-271.
SUN Gang, LI Bo. Preparation and application of the salt-resistant polymer in Daqing Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5): 265-271.
- [7] 周丛丛, 崔长玉, 郭松林. 聚合物驱生产井流压特征规律分析及影响因素研究[J]. 特种油气藏, 2019, 26(5): 112-117.
ZHOU Congcong, CUI Changyu, GUO Songlin. Flowing pressure performance analysis and its influencing factors in polymer flooding production well [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(5): 112-117.
- [8] 施雷庭, 朱诗杰, 邹剑, 等. 聚合物驱有效流度控制时间范围及其影响因素研究[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(4): 31-35.

46.
SHI Leiting, ZHU Shijie, ZOU Jian, et al. Study on effective mobility control time range and influencing factors of polymer flooding [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(4): 31-35, 46.
- [9] 李贤丽. 聚驱后剩余油潜力影响因素研究[J]. 科学技术与工程, 2010, 10(13): 3 072-3 076.
LI Xianli. The study of remaining oil potential influencing factors after polymer flooding [J]. Science Technology and Engineering, 2010, 10(13): 3 072-3 076.
- [10] 李夏宁, 张九然, 张伟. 基于三维网络模型的聚合物驱后微观剩余油研究[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(8): 1 686-1 690.
LI Xianing, ZHANG Jiuran, ZHANG Wei. The research on residual oil distribution after polymer flooding based on three-dimensional network model [J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(8): 1 686-1 690.
- [11] 孙宜丽, 彭冠宇, 郑书伟, 等. 聚驱后剩余油分布规律及挖潜对策研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2007, 22(6): 53-55, 59.
SUN Yili, PENG Guanyu, ZHENG Shuwei, et al. Study on the remaining oil distribution law after polymer flooding and potential tapping measures [J]. Journal of Xi'an Shiyu University: Natural Science Edition, 2007, 22(6): 53-55, 59.
- [12] 曹绪龙. 非均相复合驱油体系设计与性能评价[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.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] 张莉, 崔晓红, 任韶然. 聚合物驱后油藏提高采收率技术研究[J]. 石油与天然气化工, 2010, 39(2): 144-147.
ZHANG Li, CUI Xiaohong, REN Shaoran. The study on enhanced oil recovery technology in reservoirs after polymer flooding [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2010, 39(2): 144-147.
- [16] 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.
- [17] 张莉, 刘慧卿, 陈晓彦. 非均相复合驱封堵剂性能及矿场试验[J]. 东北石油大学学报, 2014, 38(1): 63-68.
ZHANG Li, LIU Huiqing, CHEN Xiaoyan. Pilot test of PPG/polymer / surfactant flooding after polymer flooding [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2014, 38(1): 63-68.
- [18] 刘煜. 黏弹性颗粒驱油剂注入性能研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2016, 31(5): 60-63.
LIU Yu. Study on Injection performance of viscoelastic particle displacement agent (Preformed Particle Gel (PPG)) [J]. Journal of Xi'an Shiyu University: Natural Science Edition, 2016, 31(5): 60-63.
- [19] WANG J, LIU H Q, WANG Z L. Experimental investigation on the filtering flow law of pre-gelled particle in porous media [J]. Transport in Porous Media, 2012, 94(1): 69-71.
- [20] ZHANG H, BAI B. Preformed particle gel transport through open fracture and its effect on water flow [J]. SPEJ, 2011, 16(2): 388-400.
- [21] 陈晓彦. 非均相复合驱油体系驱替特征研究[J]. 精细石油化工进展, 2009, 10(11): 1-4.
CHEN Xiaoyan. Study on displacement characteristics of new immiscible flooding system [J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2009, 10(11): 1-4.
- [22] 吴亚红, 姜祖明, 李振泉, 等. 粘弹性颗粒驱油剂的流变特性[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(4): 87-92.
WU Yahong, JIANG Zuming, LI Zhenquan, et al. Rheological properties of branched-preformed particle gel [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 87-92.
- [23] 孙焕泉, 李振泉, 曹绪龙, 等. 二元复合驱油技术[M]. 北京: 中国科学技术出版社, 2007: 303-304.
SUN Huanquan, LI Zhenquan, CAO Xulong, et al. SP flooding technology [M]. Beijing: China Science and Technology Press, 2007: 303-304.

编辑 常迎梅