



青海油田尕斯 $N_1N_2^1$ 超高盐油藏复合驱提高采收率技术

贾志伟 程长坤 朱秀雨 濮兰天 韩宇 扈福堂

Oil Recovery Enhancement by Composite Flooding Technology for Gasi $N_1-N_2^1$ Ultra-High-Salinity Reservoir in Qinghai Oilfield

JIA Zhiwei, CHENG Changkun, ZHU Xiuyu, PU Lantian, HAN Yu, HU Futang

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021121>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

古城油田B125区块稠油油藏超高分子量聚合物驱技术

Ultra-High Molecular Weight Polymer Flooding Technology for Heavy Oil Reservoirs in Block B125 of the Gucheng Oilfield
石油钻探技术. 2020, 48(1): 66-71 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019127>

基于非均质大模型的特高含水油藏提高采收率方法研究

Research on Large Scale Heterogeneous Model Based EOR Methods for Ultra-High Water Cut Reservoirs
石油钻探技术. 2018, 46(5): 83-89 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018078>

深水浊积岩油藏提高采收率方法研究

Study on Enhanced Oil Recovery Method in Deep-Water Turbidite Reservoirs—A Case Study of X Reservoir in Angola
石油钻探技术. 2021, 49(2): 79-89 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021025>

高钙镁油藏烷醇酰胺类表面活性剂及其复配体系驱油性能研究

Oil Displacement Performance of Alkanolamide Surfactants and its Compound System for High Calcium and Magnesium Reservoirs
石油钻探技术. 2018, 46(3): 98-102 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018063>

纳米二氧化硅改性聚合物的油藏适用性评价与微观驱油效果研究

Research on Reservoir Applicability Evaluation and Micro Oil Flooding Effect of a Nano-Silica Modified Polymer
石油钻探技术. 2021, 49(1): 107-112 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021016>

耐贮存改性酚醛树脂交联剂的合成及性能评价

Synthesis and Property Evaluation of Storable Modified Phenolic Resin Cross-Linking Agent
石油钻探技术. 2017, 45(6): 99-104 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201706018>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021121

引用格式: 贾志伟, 程长坤, 朱秀雨, 等. 青海油田尕斯 $N_1-N_2^1$ 超高盐油藏复合驱提高采收率技术[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(5): 81-87.

JIA Zhiwei, CHENG Changkun, ZHU Xiuyu, et al. Oil recovery enhancement by composite flooding technology for Gasi $N_1-N_2^1$ ultra-high-salinity reservoir in Qinghai Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(5): 81-87.

青海油田尕斯 $N_1-N_2^1$ 超高盐油藏复合驱提高采收率技术

贾志伟¹, 程长坤¹, 朱秀雨¹, 濮兰天¹, 韩 宇², 扈福堂¹

(1. 中国石油青海油田分公司钻采工艺研究院, 甘肃敦煌 736202; 2. 中国石油青海油田分公司采油二厂, 甘肃敦煌 736202)

摘 要: 青海油田尕斯 $N_1-N_2^1$ 油藏的地层水矿化度和钙镁离子含量超高, 进行凝胶与表面活性剂复合驱, 常规凝胶易脱水破胶, 长期稳定性差, 同时常规表面活性剂易与地层水中的钙镁离子发生反应产生沉淀。针对前一问题, 合成了适用于尕斯 $N_1-N_2^1$ 油藏的抗高盐有机凝胶, 配方为 0.3%~0.4% 聚合物+0.2%~0.3% 交联剂+0.1%~0.2% 稳定剂, 该体系在 68 ℃ 条件下初凝时间大于 70 h, 成胶后凝胶黏度大于 1.0×10^4 mPa·s; 优选了抗高盐表面活性剂 QH-1, 评价了界面张力和驱油效果, 发现质量分数 0.4% 的 QH-1 溶液可提高采收率 18.72%。室内试验结果表明, 交替注入抗高盐有机凝胶和 QH-1 能有效遏制水的无效循环, 提高中低渗区域的驱油效率, 优化的“凝胶+QH-1”复合驱可提高采收率 27.6% 以上。该复合驱在尕斯 $N_1-N_2^1$ 油藏 9 口注水井进行了应用, 应用后对应油井的平均含水率由 80% 降至 70%, 增产油量 2.41×10^4 t。研究结果表明, “凝胶+QH-1”复合驱提高采收率技术对青海油田尕斯 $N_1-N_2^1$ 超高盐油藏增油降水具有很好的效果, 具有推广价值。

关键词: 超高盐油藏; 聚合物凝胶; 表面活性剂; 复合驱; 提高采收率; 青海油田

中图分类号: TE357.46⁺3

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2021)05-0081-07

Oil Recovery Enhancement by Composite Flooding Technology for Gasi $N_1-N_2^1$ Ultra-High-Salinity Reservoir in Qinghai Oilfield

JIA Zhiwei¹, CHENG Changkun¹, ZHU Xiuyu¹, PU Lantian¹, HAN Yu², HU Futang¹

(1. Drilling and Production Technology Research Institute, PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang, Gansu, 736202, China; 2. The No.2 Oil Production Plant, PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang, Gansu, 736202, China)

Abstract: The salinity and the content of calcium and magnesium ions are ultra-high in the formation water of Gasi $N_1-N_2^1$ reservoir in Qinghai Oilfield. While using gel and surfactant composite flooding, conventional gels are prone to dehydrate and break, showing poor long-term stability. Meanwhile, conventional surfactants are easy to react with the calcium and magnesium ions in formation water to cause precipitation. In view of this, a high-salinity-resistant organogel suitable for Gasi $N_1-N_2^1$ reservoir was developed, which consisted of polymer (0.3%–0.4%) + crosslinking agent (0.2%–0.3%) + stabilizer (0.1%–0.2%). The initial setting time of the system was longer than 70 h at 68 ℃, and the viscosity after gelling was greater than 1.0×10^4 mPa·s. What's more, a high-salinity-resistant surfactant QH-1 was optimized, and the interfacial tension and oil displacement effect were evaluated, with a finding that the QH-1 solution with a mass fraction of 0.4% could enhance the oil recovery by 18.72%. The laboratory test results indicated that alternate injection of the high-salinity-resistant organogel and QH-1 could effectively curb the ineffective water circulation and improve the oil displacement efficiency in the low and medium permeability areas. Notably, the optimized “gel + QH-1” composite flooding was capable of enhancing oil recovery by more than 27.6%. The composite flooding was applied to 9 water-injection wells in Gasi $N_1-N_2^1$ reservoir. As a result, the average water cut of these oil wells decreased from 80% to 70%, and the oil production increased by 2.41×10^4 t. The research results show that the oil recovery enhancement by “gel + QH-1” composite flooding is effective in enhancing oil production and decreasing water cut in Gasi $N_1-N_2^1$ ultra-high-salinity reservoir, so it is worthy of promotion and application.

收稿日期: 2020-12-14; 改回日期: 2021-08-18。

作者简介: 贾志伟 (1985—), 男, 山东德州人, 2007 年毕业于西南石油大学石油工程专业, 2014 年获西南石油大学石油与天然气工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事提高采收率方面的研究工作。E-mail: 81703438@qq.com。

基金项目: 中国石油重大科技专项“柴达木盆地老油区精细调整及提高采收率关键技术研究”(编号: 2016E-0104) 部分研究内容。

Key words: ultra-high-salinity reservoir; polymer gel; surfactant; composite flooding; enhanced oil recovery; Qinghai Oilfield

青海油田主力老油区尕斯 $N_1-N_2^1$ 油藏温度 $68\text{ }^\circ\text{C}$, 平均地层水矿化度 $18\times 10^4\text{ mg/L}$, 其中钙镁离子含量 $6\ 300\text{ mg/L}$ 。该油藏开发初期储层平均渗透率 102 mD , 最小渗透率 0.1 mD , 最大渗透率 $1\ 230\text{ mD}$ 。经过30余年注水开发, 油藏目前已进入中高含水开发期, 综合含水率 76% , 采出程度 47% , 储层最大渗透率超过 $5\ 000\text{ mD}$, 层间非均质性强, 非主力层动用程度低, 主力层水淹较严重, 剩余油高度分散, 纵向及平面矛盾突出, 注入水利用率逐年降低, 整体开发效果变差。因此, 提高次级主力层、非主力层的动用程度、波及系数和驱油效率, 对实现油藏稳产具有现实意义。

该油藏受地层水矿化度和钙镁离子含量超高的限制, 无法应用常规聚合物驱及聚表二元复合驱。为此, 开展了凝胶与表面活性剂复合驱提高采收率技术研究。凝胶具备良好的成胶性能, 成胶强度可控, 可以选择性封堵高渗透层以调整吸水剖面, 迫使液流转向, 启动中低渗储层, 扩大水驱波及体积。表面活性剂具备超低界面张力及一定的乳化能力, 能有效提高驱油效率。凝胶与表面活性剂复合驱既能有效遏制或减少水的无效循环, 又能提高中低渗透含油饱和度较高区域的驱油效率, 达到复合增效提高采收率的目的^[1-6]。但是, 常规有机凝胶在高矿化度条件下会发生黏度下降及沉淀等一系列问题, 抗盐能力差; 而常规表面活性剂易与地层中的钙镁离子发生反应产生沉淀, 界面张力无法达到超低。因此, 凝胶与表面活性剂交替注入的复合驱性能达不到现场应用要求^[7-8]。

基于上述分析, 结合青海油田尕斯 $N_1-N_2^1$ 油藏的特点, 合成了抗高盐有机凝胶, 优选了抗高盐表面活性剂QH-1, 形成了“凝胶+QH-1”复合驱, 室内试验评价了该复合驱的驱油效果^[9-12], 并在尕斯 $N_1-N_2^1$ 油藏9口井进行了应用, 为青海油田老油区持续稳产、提高采收率提供了技术支持。

1 抗高盐凝胶合成与抗高盐表面活性剂优选

针对青海油田尕斯 $N_1-N_2^1$ 油藏地层水矿化度超高的问题, 聚合物分子结构设计时加入抗盐单体, 以含有苯环的酚醛树脂为稳定剂, 合成了抗高

盐有机凝胶^[13]。从化学剂分子结构与性能的关系入手, 优选了分子结构中同时具有耐温阴离子磺酸盐基团和抗盐非离子醇醚基团的表面活性剂。

1.1 试验材料与仪器

试验材料: 耐高盐聚合物, 工业品; 交联剂(酚醛树脂), 工业品; 稳定剂, 自制; 抗高盐表面活性剂QH-1, 工业品; 十二烷基苯磺酸钠, 工业品; 十二烷基磺酸钠, 工业品; 模拟油(按体积比1:1混合的尕斯 $N_1-N_2^1$ 油藏原油和煤油); 尕斯 $N_1-N_2^1$ 油藏注入水(矿化度 $9.9\times 10^4\text{ mg/L}$), Na^+ 含量 $33\ 532.6\text{ mg/L}$, Ca^{2+} 含量 $3\ 105.64\text{ mg/L}$, Mg^{2+} 含量 $1\ 213.36\text{ mg/L}$, Cl^- 含量 $60\ 151.95\text{ mg/L}$, HCO_3^- 含量 420.35 mg/L , SO_4^{2-} 含量 625.12 mg/L ; 尕斯 $N_1-N_2^1$ 油藏地层水(矿化度 $18\times 10^4\text{ mg/L}$, $\text{Ca}^{2+}+\text{Mg}^{2+}$ 含量 $6\ 300\text{ mg/L}$)。

试验仪器: BT4202S电子天平, 烧杯, RW20 DIGITAL电动搅拌器, Julab水浴, 岩心驱替试验装置, TX500C界面张力仪, HAAKE流变仪, DV-III布氏旋转黏度计, 100 mL蓝盖瓶。

1.2 抗高盐有机凝胶的合成

抗高盐聚合物由丙烯酰胺(AM)、丙烯酸(AA)和2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸聚合而成。该聚合物分子链中含有庞大的大侧链基团, 增大了空间位阻效应; 磺酸基团电荷密度高、亲水极性极强, 对 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等阳离子不敏感。分子基团间的氢键、静电分子作用力可形成分子间的缔合作用, 增强聚合物的抗盐性。抗高盐聚合物的合成过程如图1所示。

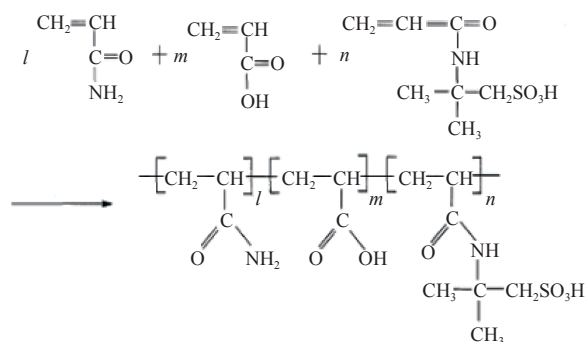


图1 抗高盐有机凝胶中聚合物的合成反应式

Fig.1 Synthesis reaction formula for polymer in high-salinity-resistant organogels

耐高盐聚合物分子链中的 $-\text{CONH}_2$ 基团与酚醛树脂类交联剂中的 $-\text{CH}_2\text{OH}$ 发生交联反应, 形成三维网络状结构的抗高盐有机凝胶。

为了确定适用于尕斯 N₁-N₂¹ 油藏的凝胶配方,进行了抗高盐有机凝胶性能评价试验:称取一定量的尕斯 N₁-N₂¹ 油藏注入水,加入容量 1 L 的烧杯中,再依次加入稳定剂、抗高盐聚合物,电动搅拌器以 400 r/min 转速搅拌 90 min 后再加入交联剂,使其完全溶解后倒入不同的容量 100 mL 蓝盖瓶中;置于温度 68 ℃ 水浴中,定期取样,采用流变仪,在 7.34 s⁻¹ 剪切速率下测定抗高盐有机凝胶的强度,考察成胶时间,结果见表 1。

表 1 抗高盐有机凝胶 68 ℃ 下的性能
Table 1 Performance of high-salinity-resistant organogels at 68 ℃

聚合物 质量分数, %	交联剂 质量分数, %	稳定剂 质量分数, %	表观黏度/ (mPa·s)	初凝时 间/h
0.2	0.1	0.05	1 500	180
	0.2	0.10	2 500	150
	0.3	0.20	3 200	130
0.3	0.1	0.05	4 000	125
	0.2	0.10	8 200	100
	0.3	0.20	10 300	80
0.4	0.1	0.05	8 400	105
	0.2	0.10	11 200	90
	0.3	0.20	13 000	75

从表 1 可以看出:聚合物质量分数为 0.2% 时,抗高盐有机凝胶的表观黏度偏低,成胶时间较长,同时也会因交联剂及聚合物等在地层中发生吸附、滞留等,导致凝胶强度偏低,甚至不成胶;聚合物质量分数达到 0.3% 后,成胶性能大幅度改善。基于此,确定了尕斯 N₁-N₂¹ 油藏抗高盐有机凝胶配方:0.3%~0.4% 聚合物+0.2%~0.3% 交联剂+0.1%~0.2% 稳定剂。该凝胶在 68 ℃ 温度下初凝时间大于 70 h,成胶后凝胶黏度大于 1.0×10⁴ mPa·s。随着聚合物质量分数增大,凝胶的成胶时间缩短、成胶强度增加。

1.3 抗高盐表面活性剂的优选

驱油用表面活性剂的主要作用是降低油水界面张力,而影响表面活性剂界面活性的因素有结构方面的,也有油水相方面的。对于同一种原油,水相矿化度不同,可以使表面活性剂产生不同的油水界面张力^[14-15]。针对青海油田 尕斯 N₁-N₂¹ 超高盐油藏的特点,重点考察了十二烷基磺酸钠、十二烷基苯磺酸钠和 QH-1 等 3 种抗高盐表面活性剂在高矿化度条件下降低油水界面张力的能力,然后对其

进行了筛选。试验温度 68 ℃,试验用油为模拟油,试验用水为尕斯 N₁-N₂¹ 油藏注入水。试验结果如图 2 所示。

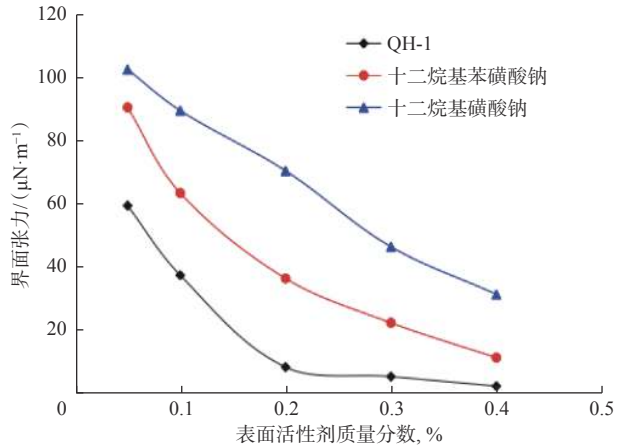


图 2 油水界面张力随表面活性剂质量分数变化的曲线
Fig.2 Change of oil-water interfacial tension with the mass fraction of surfactants

从图 2 可以看出:随着表面活性剂质量分数增大,油水界面张力均降低;相同质量分数下, QH-1 降低油水界面张力的能力优于十二烷基磺酸钠、十二烷基苯磺酸钠;表面活性剂质量分数为 0.2%~0.4% 时, QH-1 的界面张力达到 μN/m 级。因此,选择 QH-1 作为“有机凝胶+表面活性剂”复合驱油用抗高盐表面活性剂。

2 抗高盐凝胶与 QH-1 性能室内评价

2.1 抗高盐有机凝胶的性能

利用尕斯 N₁-N₂¹ 油藏注入水配制了 2 种抗高盐有机凝胶进行性能评价,凝胶 1 配方为 0.3% 聚合物+0.2% 交联剂+0.1% 稳定剂,凝胶 2 配方为 0.4% 聚合物+0.2% 交联剂+0.1% 稳定剂。

2.1.1 抗高盐有机凝胶注入性能

以 1.0 mL/min 的注入速度,将凝胶 1 注入渗透率为 861 mD 的岩心、凝胶 2 注入渗透率为 882 mD 的岩心,得到了 2 种凝胶注入压力与注入量的关系曲线(见图 3)。

从图 3 可以看出:抗高盐有机凝胶中聚合物质量分数越大,凝胶初始黏度越高,注入压力越高;相同条件下,随着抗高盐有机凝胶注入量增大,注入压力升高(升幅 0.45 MPa),随后水驱时注入水量增大,注入压力缓慢下降并达到平稳状态,表现出较好的注入性能。

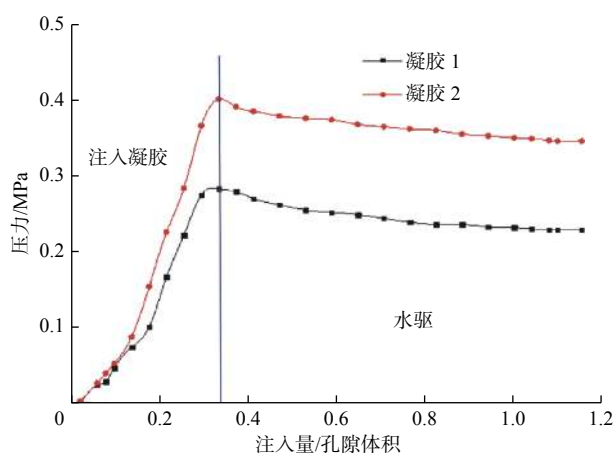


图3 抗高盐有机凝胶注入压力与注入量的关系曲线

Fig. 3 Relationship between injection pressure and injection volume of high-salinity-resistant organogels

2.1.2 抗高盐有机凝胶封堵性能

以 0.5 mL/min 的注入速度向不同岩心中注入 0.5 倍孔隙体积的凝胶, 在温度 68 ℃ 下放置 72 h, 再以 0.5 mL/min 注入速度水驱至压力稳定, 记录注凝胶和后续水驱压力稳定时注入口和出口的压力, 计算压力梯度, 结果见表 2。

表 2 抗高盐有机凝胶封堵性能试验结果

Table 2 Test results of plugging performance of high-salinity-resistant organogels

凝胶	渗透率/mD	压力梯度/(MPa·m ⁻¹)	
		注入凝胶	水驱
1	391	3.20	3.84
	1 050	0.68	2.86
	5 103	0.30	4.14
2	420	4.48	5.02
	1 120	1.20	6.67
	5 260	0.48	8.31

由表 2 可知: 凝胶中聚合物质量分数相同时, 随着岩心渗透率增大, 水驱结束时压力梯度逐渐增大; 渗透率相同时, 随着凝胶中聚合物质量分数增大, 水驱结束时压力梯度也逐渐增大。这说明渗透率越大, 凝胶中聚合物质量分数越大, 水驱结束时的压力梯度越大, 封堵效果越好。

2.1.3 抗高盐有机凝胶转向效果

采用三管并联岩心(高渗透、中渗透和低渗透)进行抗高盐有机凝胶转向效果试验。试验步骤: 1) 3 种岩心全部抽真空, 以 0.5 mL/min 速度注入苾斯 N₁-N₂¹ 油藏地层水至饱和, 待驱替压差及出口端出

液稳定后, 计算初始水测渗透率; 2) 3 种岩心饱和模拟油, 计算其含油饱和度; 3) 三管并联水驱至含水率为 98%, 计算水驱采收率; 4) 以 0.5 mL/min 速度注入 0.2 倍孔隙体积的凝胶, 在温度 68 ℃ 下放置 72 h, 然后进行水驱(注入 1.2 倍孔隙体积的水), 计算注凝胶后的采收率, 以及注凝胶与水驱相比采收率的增幅。凝胶转向效果试验结果见表 3。

表 3 抗高盐有机凝胶转向效果试验结果

Table 3 Test results of steering effect of high-salinity-resistant organogels

凝胶	渗透率/mD	含油饱和度, %	采收率, %	
			水驱	注凝胶
1	356	62.8	5.6	21.7
	987	66.5	32.2	57.0
	4 981	71.2	45.1	55.7
2	398	63.6	6.1	23.0
	1 056	67.1	33.1	59.4
	5 138	73.4	48.3	59.6

试验结果表明, 大部分抗高盐有机凝胶进入高渗透岩心并形成封堵, 后续注入水沿着阻力较小的中低渗透岩心流出, 并驱动中低渗透岩心中的残余油。水驱阶段, 随着渗透率升高, 采收率增大; 中渗透岩心注抗高盐有机凝胶后的采收率增幅最大, 其次是低渗透岩心, 高渗透岩心增幅最小。岩心渗透率相近时, 抗高盐有机凝胶中的聚合物质量分数越大, 采收率的增幅越大; 与水驱相比, 注凝胶后高渗透、中渗透和低渗透岩心的采收率增幅均在 10 个百分点以上。从采收率的增幅看, 中低渗透岩心的采收率增幅高于高渗透岩心, 说明注入凝胶后, 封堵了高渗透岩心或降低了高渗透岩心的渗透率, 遏制了注入水在高渗透岩心的窜流, 迫使注入水发生转向, 进入了中低渗透岩心, 从而提高了中低渗透岩心的采收率。

2.2 QH-1 的驱油性能

利用苾斯 N₁-N₂¹ 油藏注入水配制不同质量分数的抗高盐表面活性剂 QH-1 溶液, 在温度 68 ℃ 下进行抗高盐表面活性剂的岩心驱油试验。试验步骤: 1) 岩心抽真空, 以 0.5 mL/min 速度注入苾斯 N₁-N₂¹ 油藏地层水至饱和, 待驱替压差及出口端出液稳定后, 计算初始水测渗透率; 2) 饱和模拟油, 至不含水, 测定含油饱和度; 3) 水驱至含水率达到 98%, 计算水驱采收率; 4) 以 0.5 mL/min 的速度注入 0.3 倍孔隙体积 QH-1 表面活性剂, 进行表面活性剂

驱, 计算 QH-1 驱采收率; 5) 后续水驱, 注入 3.6 倍孔隙体积水至含水率达到 98%。试验结果见表 4。

表 4 耐高盐表面活性剂 QH-1 岩心驱油的试验结果
Table 4 Core displacement test results of high-salinity-resistant surfactant QH-1

岩心渗透率/ mD	QH-1 质量 分数, %	水驱采收 率, %	QH-1 驱采 收率, %
365	0.1	25.50	6.12
342	0.2	27.68	12.47
381	0.3	26.72	15.11
357	0.4	25.55	18.72

由表 4 可知, 岩心渗透率相近时, 采收率随着 QH-1 质量分数增大而提高, 且 QH-1 驱采收率较水

驱采收率有较大幅度提高, 表明该抗高盐表面活性剂具有较好的驱油效果。

2.3 “凝胶+QH-1”复合驱岩心驱替试验

采用双管并联岩心(高渗透、低渗透)进行“凝胶+QH-1”复合驱岩心驱替试验。试验步骤: 1) 2 种岩心全部抽真空, 以 0.5 mL/min 的速度注入尕斯 $N_1-N_2^1$ 油藏地层水至饱和, 待驱替压差及出口端出液稳定后, 计算初始水测渗透率; 2) 岩心饱和模拟油, 计算含油饱和度; 3) 双管并联水驱到含水率为 98%, 计算水驱采收率; 4) 以 0.5 mL/min 的速度注入不同量的凝胶和 QH-1, 然后置于 68 ℃ 恒温箱静置 72 h, 待其成胶; 5) 用 1.2 倍孔隙体积的水进行水驱, 计算后续水驱采收率。试验结果见表 5。

表 5 “凝胶+QH-1”复合驱岩心驱替试验结果
Table 5 Core displacement test results of “Gel +QH-1” composite flooding

凝胶与 QH-1 组合形式	渗透率/mD	含油饱和度, %	采收率, %	
			水驱	“凝胶+QH-1”复合驱
0.10 PV 凝胶+0.20 PV 表面活性剂	463	64.3	30.5	58.1
	1 635	67.5	36.5	66.8
0.10 PV 凝胶+0.25 PV 表面活性剂	568	62.1	29.7	59.2
	1 890	70.4	37.5	68.7
0.10 PV 凝胶+0.30 PV 表面活性剂	324	61.3	28.5	61.2
	1 500	72.1	35.2	69.5

注: 1) 凝胶配方为 0.4% 耐高盐聚合物+0.2% 交联剂+0.1% 稳定剂; 表面活性剂为 0.3% QH-1。

由表 5 可知, “凝胶+QH-1”复合驱采收率可提高 27.6~34.3 个百分点, 优于单独使用抗高盐有机凝胶或 QH-1 的效果, 表明抗高盐有机凝胶扩大波及体积与表面活性剂 QH-1 提高驱油效率相结合的思路是可行的。当凝胶段塞尺寸不变、渗透率相近时, 随着表面活性剂 QH-1 段塞增大, 采收率提高幅度增大; 但达到一定尺寸后, 继续增大 QH-1 驱段塞尺寸, 采收率不再明显提高。分析认为, 在一定封堵程度下, QH-1 驱能够提高驱油效率, 当 QH-1 驱突破后, 扩大波及体积的能力迅速下降, 即使再增大 QH-1 的加量, 也难以获得较好的驱油效果。

3 现场应用

3.1 实施区块整体效果

2019—2021 年, 青海油田尕斯中浅层 $N_1-N_2^1$ 油藏 III 层系的跃 7540 更 2 向井、跃更 244 井、跃更

744 向井、跃 6740 井、跃更 654 井、跃更 444 井、跃更 234 向井、跃 734 向井和跃新 765 井等 9 口注水井应用了“凝胶+QH-1”复合驱, 累计注入“凝胶+QH-1”复合驱体系 $13.26 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。9 口注水井对应 29 口油井, 措施后油井平均含水率由 80% 降至 70%, 增产油量 $2.41 \times 10^4 \text{ t}$, 产水量减少 $1.95 \times 10^4 \text{ m}^3$, 生产曲线如图 4 所示。截至 2021 年 3 月底, 措施有效期已达 695 d, 实施区块产油量月综合递减由 3.2% 降至 0.1%, 采用甲型特征曲线预测采收率可提高 10.45 个百分点。

3.2 典型井组分析

跃 7540 更 2 向井为第一口应用“凝胶+QH-1”复合驱的注水井。该井 2011 年 1 月投注, 射开 VI-2、VI-4、VI-4、VI-8、VI-11、VI-12、VI-13、VI-14 和 VI-15 小层, 注采连通关系如图 5 所示。该井日配注水量 36 m^3 , 实际日注水量 30 m^3 , 注水压力 14 MPa。截至 2019 年 1 月开始应用“凝胶+QH-1”复合驱前,

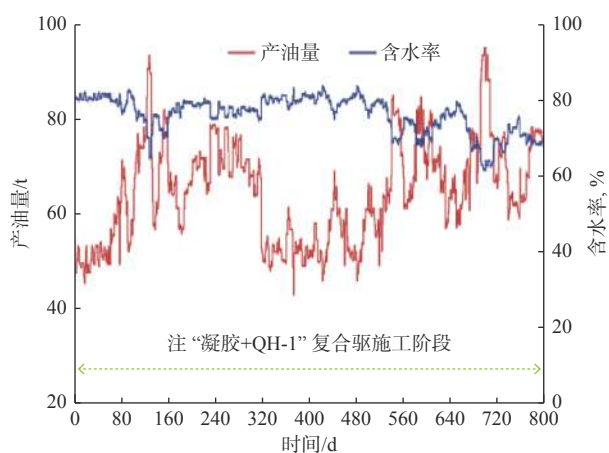


图4 实施区块生产曲线

Fig. 4 Production curve of the test block

累计注水量 99 500 m³。

应用初期,选择 500 m³ 高黏度抗高盐有机凝胶(配方为 0.4% 抗高盐聚合物+0.3% 交联剂+0.2% 稳定剂)作为调剖段塞,封堵水流优势通道。注入油压由 15.0 MPa 升至 18.5 MPa 时,改注低黏度抗高

盐有机凝胶(配方为 0.3% 聚合物+0.2% 交联剂+0.1% 稳定剂),注入 2 500 m³,注入过程中油压继续升高,直至 20.0 MPa。当周边一线油井见效后,停止注入抗高盐有机凝胶,改注 0.3%QH-1 表面活性剂 5 000 m³,进行驱油。

当注入油压降至 18.0 MPa,周边油井含水率略有上升时,追加 3 000 m³ 凝胶控水段塞,以减缓 QH-1 的推进速度。继续注 0.3%QH-1 表面活性剂 7 000 m³,邻近油井跃 5440 井的生产曲线上下波动,体现出抗高盐有机凝胶封堵、运移、再封堵的特性。此时,压降曲线明显变缓,高渗透层得到有效封堵。跃 7540 更 2 井周边油井增油效果明显,其中跃 7640 井、跃 5440 井的效果最为显著:跃 7640 井措施前平均日产液量 22.70 m³,日产油量 2.01 t,含水率 90.8%,实施“凝胶+QH-1”复合驱后峰值日产液量 27.65 m³,日产油量 10.78 t,含水率 61.0%;跃 5440 井措施前平均日产液量 6.44 m³,日产油量 2.87 t,含水率 44.5%,措施后峰值日产液量 10.10 m³,日产油量 9.62 t,含水率 5.0%。

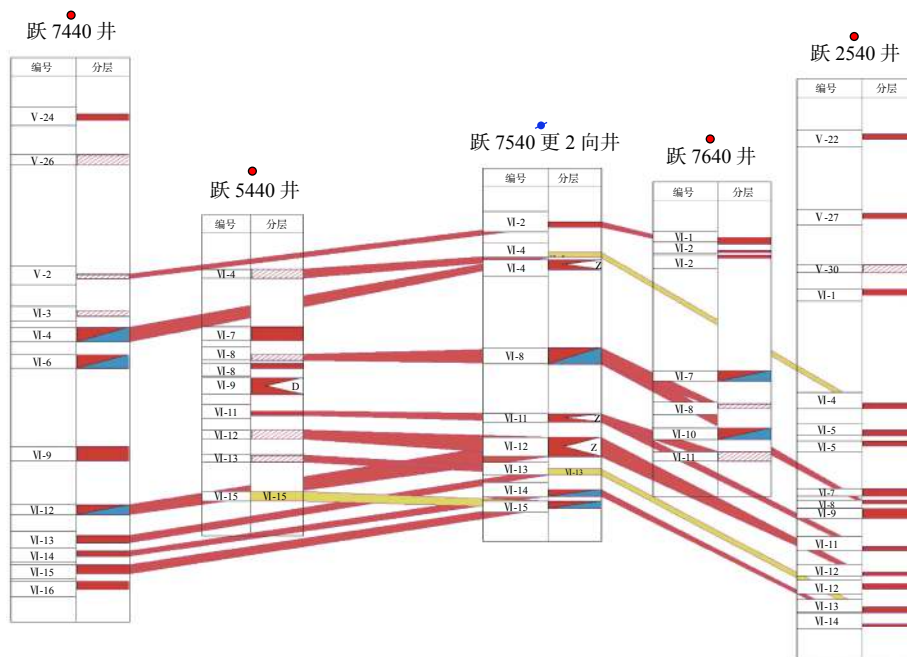


图5 跃 7540 更 2 向井与周边油井的注采连通关系

Fig.5 Injection and production connections among Well Y7540G2 and surrounding oil wells

4 结 论

1) 基于抗高盐聚合物,调节耐高温交联剂与稳定剂的配比,合成了适用于青海油田尕斯 N₁-N₂¹ 油藏的抗高盐有机凝胶,温度 68 ℃ 下初凝时间大于 70 h,成胶后有机凝胶黏度大于 1.0×10⁴ mPa·s。优选

了抗高盐表面活性剂 QH-1,加入 0.2%~0.4% 的 QH-1,油水界面张力能达到 μN/m 级,满足驱油要求。

2) 优化确定了 0.1 PV 抗高盐有机凝胶+0.2 PV 抗高盐表面活性剂 QH-1 的段塞组合,与水驱相比,该段塞组合室内试验采收率可提高 27.0 个百分点以上。

3) 尕斯 N₁-N₂¹ 油藏 9 口井应用了“凝胶+QH-1”复合驱,在控制油藏产量递减、增油降水方面取得

了显著效果。考虑超高温盐油藏对聚合物驱和聚表二元驱的限制,“凝胶+QH-1”复合驱在此类油藏具有广泛的应用前景。

参 考 文 献

References

- [1] 梁丹, 吕鑫, 蒋珊珊, 等. 渤海油田分级组合深部调剖技术[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(2): 104-109.
LIANG Dan, LYU Xin, JIANG Shanshan, et al. The technology of classified combination of deep profile control in the Bohai Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(2): 104-109.
- [2] 张贵清, 孙磊, 夏烨, 等. 耐贮存改性酚醛树脂交联剂的合成及性能评价[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(6): 99-104.
ZHANG Guiqing, SUN Lei, XIA Ye, et al. Synthesis and property evaluation of storable modified phenolic resin cross-linking agent[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 99-104.
- [3] 付国强, 王克亮. 水驱后凝胶与表面活性剂交替注入驱油效果[J]. 当代化工, 2016, 45(3): 495-497.
FU Guoqiang, WANG Kelian. Oil displacement effect of alternative injection of gel and surfactant after water flooding[J]. Contemporary Chemical Industry, 2016, 45(3): 495-497.
- [4] 石延辉, 王帅, 张绍辉. 调剖+表面活性剂驱油综合治理多裂缝非均质复杂油藏[J]. 石油工业技术监督, 2018, 34(6): 40-42.
SHI Yanhui, WANG Shuai, ZHANG Shaohui. Comprehensive control of multi-fractured heterogeneous complex reservoirs by profile control and surfactant flooding[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2018, 34(6): 40-42.
- [5] 白宝君, 周佳, 印鸣飞. 聚丙烯酰胺类聚合物凝胶改善水驱波及技术现状及展望[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4): 481-487.
BAI Baojun, ZHOU Jia, YIN Mingfei. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 481-487.
- [6] 张兵, 蒲春生, 于浩然, 等. 裂缝性油藏多段塞凝胶调剖技术研究与应用[J]. 油田化学, 2016, 33(1): 46-50.
ZHANG Bing, PU Chunsheng, YU Haoran, et al. Research and application of multi-slug gel profile control technology in fractured reservoirs[J]. Oilfield Chemistry, 2016, 33(1): 46-50.
- [7] 宋官龙. 适合低渗高盐油藏的表面活性剂复配体系及性能研究[J]. 油田化学, 2016, 33(1): 99-102.
SONG Guanlong. Performance evaluation of mixed surfactants for EOR in high salinity and low permeability reservoirs[J]. Oilfield Chemistry, 2016, 33(1): 99-102.
- [8] 陈斌, 曹小华, 周亮, 等. 适用于高温高盐低渗砂岩油藏的表面活性剂驱油体系[J]. 钻采工艺, 2021, 44(3): 87-91.
CHEN Bin, CAO Xiaohua, ZHOU Liang, et al. Surfactant flooding system for high temperature and high salinity of low permeability sandstone reservoirs[J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44(3): 87-91.
- [9] 于萌, 铁磊磊, 李翔, 等. 海上油田剖面调整用分散共聚物颗粒体系的研制[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(2): 118-122.
YU Meng, TIE Leilei, LI Xiang, et al. Development of dispersed copolymer particle system for profile control in offshore oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(2): 118-122.
- [10] 卢祥国, 王树霞, 王荣建, 等. 深部液流转向剂与油藏适应性研究: 以大庆喇嘛甸油田为例[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(5): 576-582.
LU Xiangguo, WANG Shuxia, WANG Rongjian, et al. Adaptability of a deep profile control agent to reservoirs: taking the Lamadian Oilfield in Daqing as an example[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 576-582.
- [11] 王洋, 韩国彤, 葛际江, 等. 表面活性剂提高碳酸盐岩油藏采收率进展[J]. 油田化学, 2015, 32(2): 301-306, 316.
WANG Yang, HAN Guotong, GE Jijiang, et al. Research progress of enhanced oil recovery with surfactants in carbonate reservoirs[J]. Oilfield Chemistry, 2015, 32(2): 301-306, 316.
- [12] 潘斌林. APEC(Na)降低油水界面张力影响因素研究[J]. 油田化学, 2014, 31(1): 95-98.
PAN Binlin. Influencing factors of APEC(Na) on reducing interfacial tension[J]. Oilfield Chemistry, 2014, 31(1): 95-98.
- [13] LIU Yifei, DAI Caili, WANG Kai, et al. New insights into the hydroquinone (HQ)-hexamethylenetetramine (HMTA) gel system for water shut-off treatment in high temperature reservoirs[J]. Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 2016, 35: 20-28.
- [14] 张绍东, 付继彤, 姚军, 等. 重质石油磺酸盐化学驱方案设计方法研究及应用[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2002, 26(4): 48-50.
ZHANG Shaodong, FU Jitong, YAO Jun, et al. Design and application of chemical displacement pilot with weighted petroleum sulfonate[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2002, 26(4): 48-50.
- [15] 张永强, 赫文秀. 阳离子碳氟与阴离子碳氢表面活性剂复配体系的性质[J]. 精细石油化工, 2014, 31(3): 63-67.
ZHANG Yongqiang, HE Wenxiu. Properties of mixed system of fluorocarbon cationic surfactant and hydrocarbon anionic surfactant[J]. Speciality Petrochemicals, 2014, 31(3): 63-67.

[编辑 令文学]