

# 高孔高渗油藏无机堵水剂适应性及注入参数研究

贺杰<sup>1,2</sup> 刘航瑞<sup>3</sup> 陈庆梅<sup>4</sup> 叶子<sup>1,2</sup> 罗敏<sup>1,2</sup> 范海波<sup>1,2</sup>

1. 西南石油大学化学化工学院 2. 四川省油气田应用化学重点实验室 3. 中国石油塔里木油田分公司  
4. 中国石油西南油气田公司天然气研究院

**摘要:** **目的** 针对海上高孔高渗油藏油水关系矛盾突出的问题,展开了延迟成胶弹性硅酸凝胶堵水剂(6%(w)水玻璃+0.85%(w)三元弱酸一铵 GL-1+0.1%(w)正电胶)的适应性及注入参数研究。**方法** 采用目测法考查了堵水剂的成胶性能和长期稳定性能;采用填砂管实验对堵水剂的注入性、封堵性、耐冲刷性和渗透率选择性进行评价,并对注入量、作用位置和注入速度进行优化。**结果** 适应性评价结果表明:堵水剂从A级强度到E级强度的成胶时间为72 h,最终凝胶强度可达I级,满足现场施工要求;堵水剂具有良好的注入性,最高注入压力仅为0.72 MPa;堵水剂具有良好的渗透率选择性、封堵性和耐冲刷性,能够优先进入高渗窜流通道,成胶后对高渗窜流通道的封堵率均高于96%,突破压力梯度均高于4.46 MPa/m,在50 PV回注水的高强度冲刷下,封堵率仅下降2.31%;堵水剂具有良好的长期稳定性能,在65℃下老化180天,脱水率仅为2.61%。注入参数研究结果表明:堵水剂最佳注入量为0.8 PV,最佳注入流量为3 mL/min,最佳作用位置为填砂管中部;在最佳注入参数下,封堵率可达98.03%。**结论** 延迟成胶弹性硅酸凝胶堵水剂可用于高孔高渗油藏堵水。

**关键词:** 延迟成胶;高孔高渗油藏;堵水;适应性评价;注入参数

**DOI:** 10.3969/j.issn.1007-3426.2024.04.012

**引用格式:** 贺杰,刘航瑞,陈庆梅,等.高孔高渗油藏无机堵水剂适应性及注入参数研究[J].石油与天然气化工,2024,53(4):85-91.

HE J, LIU H R, CHEN Q M, et al. Study of adaptability and injection parameters of inorganic plugging agent in high porosity and permeability reservoirs[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2024, 53(4): 85-91.

## Study of adaptability and injection parameters of inorganic plugging agent in high porosity and permeability reservoirs

HE Jie<sup>1,2</sup>, LIU Hangrui<sup>3</sup>, CHEN Qingmei<sup>4</sup>, YE Zi<sup>1,2</sup>, LUO Min<sup>1,2</sup>, FAN Haibo<sup>1,2</sup>

1. College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, China; 2. Oil & Gas Field Applied Chemistry Key Laboratory of Sichuan Province, Chengdu, Sichuan, China; 3. PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang, China; 4. Research Institute of Natural Gas Technology, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan, China

**Abstract:** **Objective** The contradiction of the oil-water relationship is prominent in offshore high porosity and permeability reservoirs. To address this issue, the adaptability evaluation of delayed gelation elastic silicic acid gel water plugging agent (6 wt% sodium silicate, 0.85 wt% activator ternary weak acid monoammonium GL-1 and 0.1 wt% mixed meter hydroxide) and the study of injection parameters were carried out. **Methods** The gelation properties and long-term stability of the water plugging agent were investigated using a visual method. The injectability, plugging ability, water erosion resistance, and selectivity of the water plugging agent were evaluated using sand-filled tube experiments, and the injection volume, acting position and injection rate of the water plugging agent were optimized. **Results** The adaptability evaluation showed that the gelation time of the water plugging agent from strength A to strength E was 72 h, and the final gel strength could reach strength I, which could meet the requirements of on-site implementation. The highest injection pressure was only 0.72 MPa, and the water plugging agent had good injectability. The water plugging agent had good selectivity, plugging and water erosion resistance properties. It could preferentially enter the high permeability channeling path. The plugging rate of the high permeability channeling path after gelation was more than 96%, and the breakup pressure gradient was higher than 4.46 MPa/m. The plugging rate was reduced by 2.31% after 50 PV continuously high-intensity water injection. After aging at 65℃ for 180 days, the dehydration rate was only 2.61%, indicating that the water plugging agent had good long-term properties after gelation. The experimental study of injection parameters showed that the optimal injection parameters of the water plugging agent were 0.8 PV of injection volume, 3 mL/min of injection rate, and the best acting position in the middle of the sand-filled tube. The plugging rate was 98.03% under the optimal injection conditions. **Conclusion** The delayed gelation elastic silicic acid gel water plugging agent was available for water plugging the high porosity and permeability reservoirs.

**Keywords:** delayed gelation; high porosity and permeability reservoir; water plugging; adaptability evaluation; injection parameters

**基金项目:** 国家自然科学基金“低渗油藏超分子凝胶调剖剂及其就地聚合成胶的控制机理”(51704250)

**作者简介:** 贺杰, 1984年生, 博士, 副教授, 主要从事油气田化学品研发和提高采收率研究工作。

E-mail: hejie@swpu.edu.cn

我国渤海 Q 油田以曲流河沉积为主,油藏类型为边底水油藏。储层埋藏浅,整体厚度较大,岩性较为疏松,具有高孔高渗的特点,平均孔隙度为 29.3%~32.7%,平均渗透率为 $(1\,600\sim2\,600)\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ 。受储层构型和多期河道相互叠置的影响,储层非均质性纵横向变化大、平面油水关系复杂、边水突进和底水锥进现象普遍存在,大部分生产井出现投产即见水情况<sup>[1-4]</sup>。Q 油田某区块于 2002 年投产,未出现无水采油期,并且在经历一段较低的含水稳定期后,边底水开始突破,油井含水率迅速上升,综合含水率达 85% 以上<sup>[5-9]</sup>。为了控水稳油,亟需对油井进行堵水作业。

聚合物类堵水剂主要存在体系配液黏度高、注入难度大、在油藏中的作用距离有限<sup>[10]</sup>、注入过程中存在剪切降解和成胶后的封堵有效期短等问题<sup>[11-13]</sup>。以水玻璃为主剂的硅酸凝胶堵水体系具有配液黏度低、注入性好、成胶后的封堵强度高和价格低廉等优势<sup>[14-16]</sup>,在油井堵水中具有广阔的应用前景。成胶时间短,造成施工作业过程中井筒和近井地带堵塞的风险高,以及成胶后形成的凝胶易破碎,堵水有效期偏短,是限制硅酸凝胶实现大规模应用的关键问题<sup>[17]</sup>。近几十年来,诸多研究者通过加入缓释酸、无机酸与缓释酸复合酸等延迟成胶方法用于延长成胶时间<sup>[18-19]</sup>;通过加入腐殖酸、甲基硅酸钠和部分水解聚丙烯酰胺等复合凝胶技术来提高凝胶的弹性<sup>[20-22]</sup>。尽管在改善硅酸凝胶性能等问题上取得了一定效果,但是对其在油田储层条件下的研究仍不足。

基于此,对前期基于油藏特征研发的延迟成胶弹性硅酸凝胶堵水剂(6%(w)水玻璃+0.85%(w)三元弱酸一铵 GL-1+0.1%(w)正电胶)在 Q 油田的适应性进行了评价,并对其工艺参数进行了研究。

## 1 实验部分

### 1.1 药品与仪器

药品:水玻璃(模数 3.1)、正电胶、三元弱酸一铵 GL-1,均为预投入现场使用产品样品。实验用水为 Q 油田回注水,水质分析结果见表 1。

表 1 油田回注水水质分析		单位: mg/L
离子名称	质量浓度	总矿化度
Na <sup>+</sup>	7 723.38	24 195.96
K <sup>+</sup>	198.84	
Mg <sup>2+</sup>	611.75	
Ca <sup>2+</sup>	395.44	
Cl <sup>-</sup>	12 214.92	
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	824.84	
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	2 226.79	
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	

仪器:岩心驱替装置,实验室自制;恒温箱,DZF-6020,绍兴市华脉仪器制造有限公司。

### 1.2 实验部分

#### 1.2.1 堵水剂的成胶机理

硅酸凝胶堵水剂中三元弱酸一铵 GL-1 所释放的 H<sup>+</sup>与 SiO<sub>3</sub><sup>2-</sup>反应形成单硅酸,单硅酸聚合成多硅酸,多硅酸长链间相互缠结,形成空间网络结构,空间网络结构的间隙中会充满液体,呈现出凝胶状,因而具有封堵油层出水层的能力,其成胶机理如图 1 所示。

#### 1.2.2 成胶性能测定

在室温下,向装有回注水的烧杯中加入一定量的水玻璃,搅拌均匀;然后加入一定量的三元弱酸一铵 GL-1,并搅拌至活化剂完全溶解;最后加入一定量的正电胶,搅拌溶解后即可得到弹性硅酸凝胶

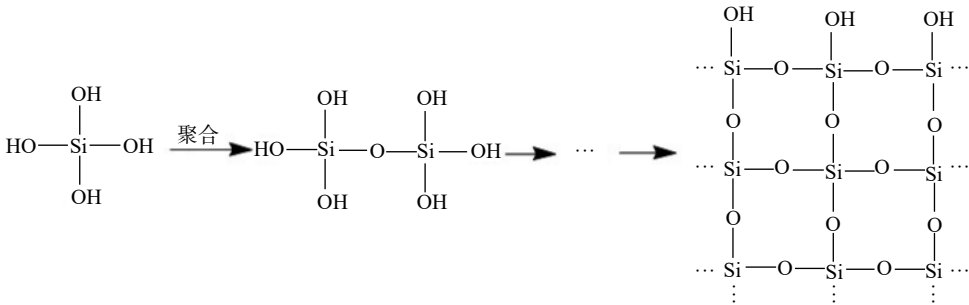


图 1 硅酸凝胶堵水剂成胶机理示意图

堵水剂。将堵水剂转入玻璃瓶中密封,置于 65 °C (Q 油田平均温度)恒温箱中恒温。采用 Sydansk 凝胶代码法<sup>[23]</sup>,记录堵水剂由初始状态到形成不同强度等级的凝胶所需时间,并以堵水剂成胶后的强度达到 E 级所需的时间作为堵水剂的成胶时间。

### 1.2.3 脱水率测定

待第 1.2.2 节所述的凝胶强度达到 I 级时,称取一定质量凝胶放入玻璃瓶中密封,并置于 65 °C 的恒温箱中继续恒温。每隔 15 天取出样品观察游离水并称重,按式(1)计算脱水率,并以凝胶的脱水率表征堵水剂的长期稳定性。

$$K = \frac{M_0 - M_x}{M_0} \times 100\% \quad (1)$$

式中:  $K$  为脱水率, %;  $M_0$  为凝胶初始质量, g;  $M_x$  为恒温  $x$  天后的凝胶质量, g。

### 1.2.4 注入性及封堵性评价

使用填砂管(30 cm×Φ2.5 cm)模拟 Q 油田地层物性,所用注入水为 Q 油田回注水样品,所选注入参数均与 Q 油田现场实际应用参数相结合,符合现场实际应用要求,并模拟现场实际情况进行评价。实验步骤为:在 65 °C 下,将 1 PV 堵水剂以 3 mL/min 的注入流量注入到渗透率为(1000~5000)×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> 范围的填砂管中,注入完成后,将填砂管密封后恒温 7 天;恒温结束后,以 5 mL/min 的流量反向注入回注水至压力稳定,记录整个注入过程中压力的变化;按式(2)计算封堵后渗透率,按式(3)计算封堵率,按式(4)计算突破压力梯度。实验流程如图 2 所示。

$$K' = \frac{Q\mu L}{A\Delta p} \quad (2)$$

式中:  $K'$  为绝对渗透率, μm<sup>2</sup>;  $Q$  为在压差下通过填砂管的流量, cm<sup>3</sup>/s;  $\mu$  为通过填砂管的流体黏度, mPa·s;  $\Delta p$  为流体通过填砂管前后的压差, 10<sup>-1</sup> MPa;  $A$  为填砂管横截面积, cm<sup>2</sup>;  $L$  为填砂管长度, cm。

$$\eta = \frac{K_1 - K_2}{K_1} \times 100\% \quad (3)$$

式中:  $\eta$  为封堵率, %;  $K_1$  为初始渗透率, 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>;  $K_2$  为注入堵水剂后的渗透率, 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。

$$p_L = \frac{p_b}{L'} \quad (4)$$

式中:  $p_L$  为突破压力梯度, MPa/m;  $p_b$  为突破压力, MPa;  $L'$  为堵水剂段塞长度, m。

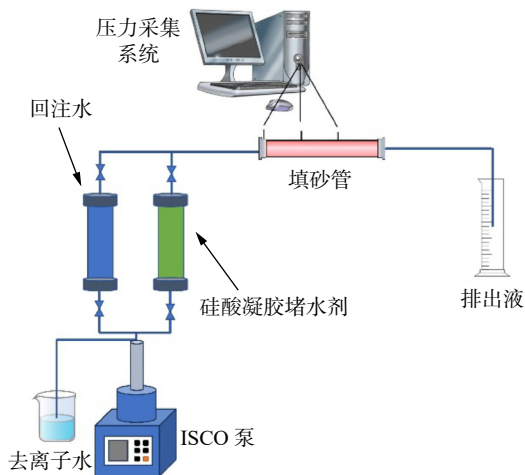


图 2 单填砂管实验流程图

### 1.2.5 选择性封堵评价

将两根不同渗透率的填砂管并联,在 65 °C 下,以 5 mL/min 的注入流量向并联填砂管中注入一定量的回注水,记录各填砂管出口端流出液体积。然后以 3 mL/min 的流量向并联填砂管中注入 1 PV 硅酸凝胶堵水剂,记录各填砂管出口端流出液体积,并将填砂管密封恒温 7 天。最后以相同的注水流量反向注回注水,记录各填砂管出口端流出液体积,分别按式(2)、式(3)和式(5)计算各填砂管封堵后的渗透率、封堵率及相对分流率。

$$I_x = \frac{V_x}{V} \times 100\% \quad (5)$$

式中:  $I_x$  为第  $x$  根填砂管的相对分流率, %;  $V_x$  为第  $x$  根填砂管的流出液体积, mL;  $V$  为总注水量, mL。

### 1.2.6 耐冲刷性评价

向填砂管中注入 1 PV 堵水剂,在 65 °C 下恒温 7 天。恒温结束后以 5 mL/min 的注入流量反向向填砂管中注入 50 PV 回注水,测定堵水剂的耐冲刷性。

### 1.2.7 工艺参数研究

堵水剂的注入量、注入流量和作用位置是影响堵水剂作用效果的重要因素。为确定堵水剂的最佳工艺参数,以期对现场实际应用进行指导,本研究模拟 Q 油田某区块特征,设计单填砂管实验进行研究(实验中所筛选的参数均符合 Q 油田现场实际应用)。首先,将渗透率为 2000×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> 左右的填砂管抽真空并饱和回注水,再以 5 mL/min 的注入流量注入回注水直至压力稳定,然后注入堵水剂并顶替回注水。注入完成后,将填砂管密封置于 65 °C 的

恒温箱中恒温 7 天。最后以相同的注水流量反向注入回注水,记录实验过程中的压力变化,测定填砂管的封堵率和突破压力梯度。

## 2 结果与讨论

### 2.1 硅酸凝胶的成胶性能

图 3 所示为在油藏温度为  $65\text{ }^{\circ}\text{C}$  下,凝胶强度等级随时间的变化关系。由图 3 可知:硅酸凝胶堵水剂的强度等级由 A 级上升至 E 级所花的时间为 72 h,成胶时间长,成胶前黏度低、流动性好,有利于注入地层深部,能够有效地防止在施工过程中因堵水剂成胶过快而导致井筒和近井地带堵塞;成胶后,堵水剂的强度继续增加,凝胶强度等级由 E 级上升至 I 级,所用时间为 58 h,最终形成 I 级强凝胶。堵水剂的强度高,有利于对高渗窜流通道形成高强度封堵。

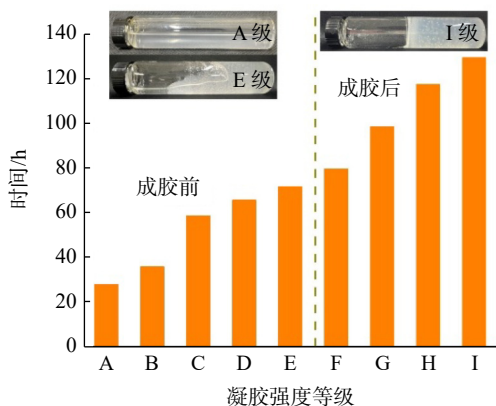


图 3 堵水剂成胶强度等级随时间的变化关系

### 2.2 长期稳定性

硅酸凝胶堵水剂对高渗窜流通道的封堵效果不仅与凝胶的成胶强度有关,还与凝胶在油藏条件下的长期稳定性密切相关。凝胶体系的不稳定性主要体现在油藏条件下被束缚在三维网络结构中的液体发生脱离的现象,即脱水现象。脱水现象是评价堵水剂是否适用的重要指标。图 4 所示为凝胶在不同老化时间下的脱水率结果。由图 4 可知:随着老化时间的增加,凝胶的脱水率逐渐增大;凝胶的老化时间在 90 天以内的脱水率增幅较高,超过 90 天后脱水率增幅不明显,这说明凝胶的脱水现象主要发生在前 90 天。凝胶在老化 180 天后,脱水率仅为 2.61%,脱水率低意味着凝胶具有较好的长期稳定性。

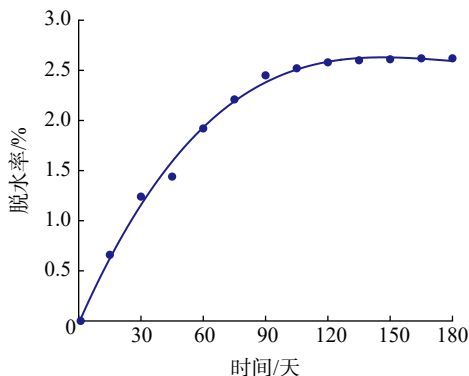


图 4 堵水剂脱水率随时间的变化关系

### 2.3 注入性与封堵性

#### 2.3.1 注入性

硅酸凝胶堵水剂在不同渗透率填砂管中的注入压力变化曲线如图 5 所示。从图 5 可知:堵水剂的注入压力随着注入量的增加而增大,随着填砂管渗透率的增加而减小;当渗透率由  $1168.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  增加至  $5061.57 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,注入 1.0 PV 堵水剂的压力由 0.72 MPa 减小至 0.23 MPa。堵水剂的最大注入压力仅为 0.72 MPa,表明堵水剂具有良好的注入性,能够优先进入高渗窜流通道。

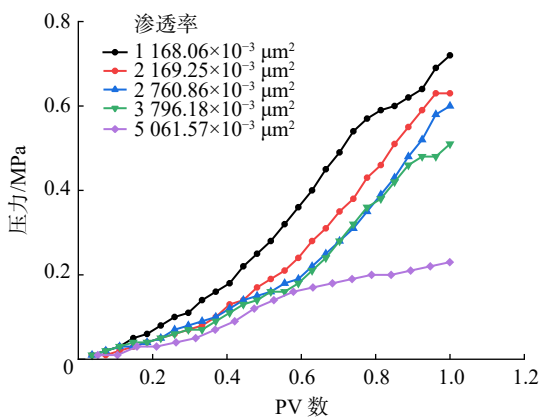


图 5 堵水剂在不同渗透率填砂管中的注入性

#### 2.3.2 封堵性

图 6 所示为将 1.0 PV 堵水剂注入不同渗透率填砂管并在  $65\text{ }^{\circ}\text{C}$  下恒温 7 天后的封堵效果。由图 6(a)可知,堵水剂能够在地层条件下顺利成胶,成胶后的封堵率随渗透率的增加而降低,当渗透率由  $1168.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  增至  $5061.57 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,封堵率由 97.25% 降至 96.20%,仅下降 1.05%,降低幅度不大,表明堵水剂具有良好的封堵性能。由图 6(b)可知,堵水剂成胶后反向注水的突破压力梯度随渗



透率的增加而降低,当渗透率由  $1\,168.06\times 10^{-3}\,\mu\text{m}^2$  增至  $5\,061.57\times 10^{-3}\,\mu\text{m}^2$  时,突破压力梯度由 22.33 MPa/m 降至 4.46 MPa/m,说明在不同渗透率下,堵水剂成胶后均能对高渗窜流通道形成有效封堵。

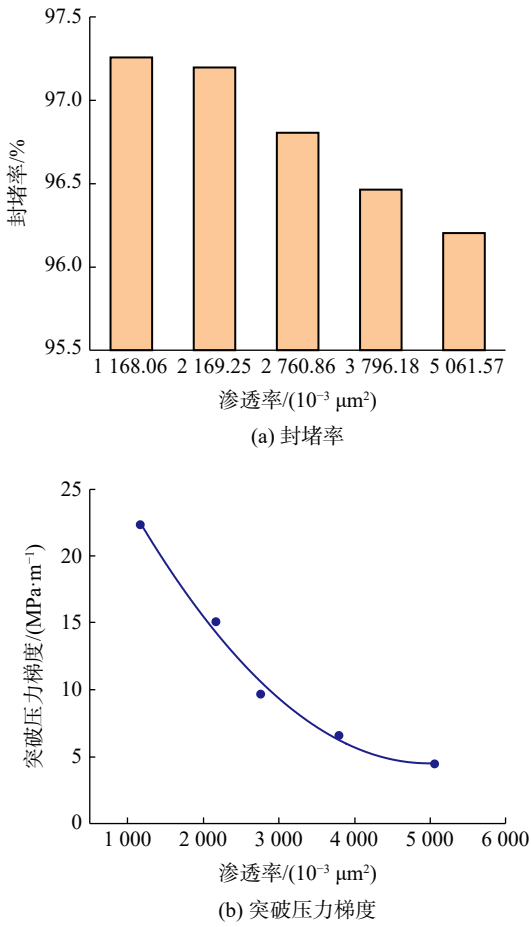


图 6 堵水剂成胶后的封堵性

2.4 渗透率选择性

表 2 所列 为 双 并 联 填 砂 管 模 拟 不 同 的 渗 透 率 级 差 下,堵水剂的渗透率选择性评价结果。由表 2 可

知,硅酸凝胶堵水剂具有良好的选择封堵性,能够优先进入高渗窜流通道并形成有效封堵。在不同渗透率级差下,堵水剂成胶后对高渗窜流通道的封堵率均高于 90%,产液剖面改善率均高于 85%。由堵水前后的相对产液量可知,高渗透层并未完全堵死,仍具有一定的产液能力,这是因为堵水剂优先进入大孔道和高渗窜流通道,成胶后形成封堵,而未波及的低渗区域未形成封堵,使得高渗层仍具有少量液流通道,这有利于后续回注水对残余原油的驱替,更有利于提高原油采收率。

2.5 堵水剂的耐冲刷性能

图 7 所示 为 向 填 砂 管 中 注 入 堵 水 剂 后 恒 温 7 天,在反向注入回注水高强度冲刷下的封堵率变化曲线。由图 7 可知,随着回注水注入量的增加,填砂管的封堵率逐渐减小。当注水量由 0 PV 增至 38 PV 时,封堵率由 98.43% 降至 96.24%,降低 2.19%;当注水量由 38 PV 增至 50 PV 时,封堵率由 96.24% 降至 96.12%,仅降低 0.12%。在 50 PV 回注水的持续冲刷下,封堵率仅下降 2.31%,下降幅度不大,说明硅酸凝胶堵水剂成胶后具有良好的耐冲刷性能,有利于实现对高渗窜流通道的持久封堵。

2.6 注入工艺参数研究

2.6.1 注入量优选

表 3 所列 为 堵 水 剂 在 不 同 注 入 量 下 的 封 堵 性 能 评价。由表 3 可知,封堵率随堵水剂注入量的增加而先增加后趋于稳定。当注入量由 0.2 PV 增至 0.8 PV 时,封堵率由 80.94% 增至 96.20%;当注入量继续增加时,封堵率则保持不变。结合图 8 所示的在可

表 2 双并联填砂管堵水效果

岩心组号	渗透率级差	水测渗透率( $K''$ )/ $10^{-3}\,\mu\text{m}^2$		堵水剂进入量/ mL	相对产液量/%		$\eta$ /%	产液剖面改善率/ %
		堵水前( $K_1$ )	堵水后( $K_2$ )		堵水前	堵水后		
1	1.56	2 249.59	64.89	22.59	62.22	16.55	97.12	87.96
2	1.56	1 446.16	81.64	11.18	37.78	83.45	94.35	
3	2.00	2 530.79	80.99	22.91	70.32	19.21	96.80	
4	2.00	1 265.39	136.80	10.96	29.68	80.79	90.59	89.96
5	5.50	5 061.57	198.49	28.27	78.65	23.28	96.08	
6	5.50	920.29	389.35	7.09	21.35	76.72	55.70	91.76
7	6.75	7 592.36	440.14	33.95	96.75	31.67	94.20	
8	6.75	1 124.79	843.60	2.18	3.25	68.33	25.00	98.44
9	9.50	10 123.14	920.29	36.21	98.58	42.62	90.91	
10	9.50	1 065.59	1 012.31	0.52	1.42	57.38	5.00	98.93

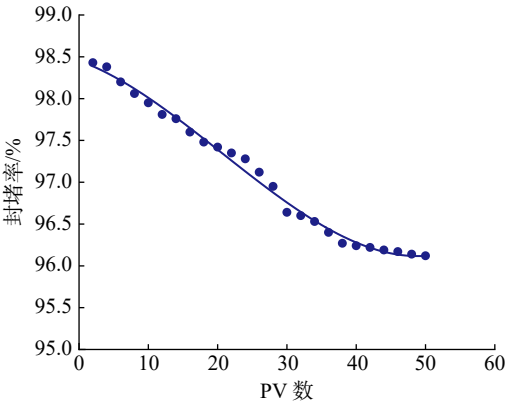


图7 注水PV数与封堵率的关系

表3 堵水剂在不同注入量下的封堵结果

$K_1/10^{-3} \mu\text{m}^2$	注入量/PV	$K_2/10^{-3} \mu\text{m}^2$	$\eta/\%$	突破压力梯度/ ( $\text{MPa}\cdot\text{m}^{-1}$ )
4978.59	0.2	949.04	80.94	2.67
5147.36	0.5	460.14	91.06	2.20
5061.57	0.8	192.21	96.20	4.46
4978.59	1.0	189.81	96.19	3.80

视化模型中不同注入量下的堵水剂分布情况，分析认为，随着注入量的增多，堵水剂在填砂管中的侵入程度越深，成胶后的封堵能力越强；当注入量超过0.8 PV后，堵水剂的侵入量饱和，继续增加注入量无法继续提高封堵率。而突破压力梯度随堵水剂注入量的增加先增大后降低，在注入量为0.8 PV时，突破压力梯度最大，突破压力梯度大意味着堵水剂成胶后的封堵能力强。因此，堵水剂的最佳注入量为0.8 PV。

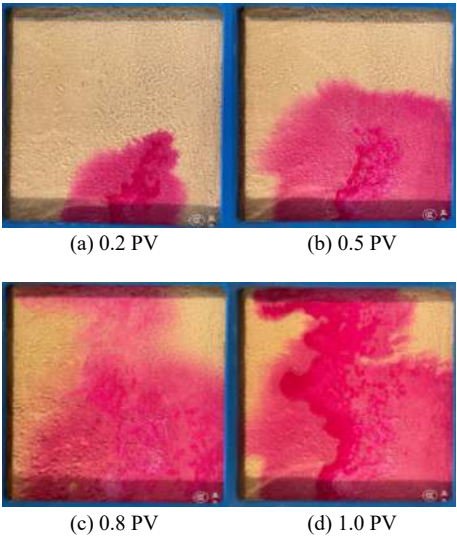


图8 不同注入量下堵水剂的分布情况

2.6.2 作用位置优化

向填砂管中注入0.8 PV堵水剂后顶替不同PV数的水使堵水剂在不同位置下成胶，堵水剂成胶后的封堵效果见表4。由表4可知，随着堵水剂向深部运移，堵水剂成胶后的封堵率和突破压力梯度均呈先增大后减小的趋势，当堵水剂作用在填砂管中部时(注入0.8 PV堵水剂后顶替0.1 PV回注水)，封堵率和突破压力梯度最高，分别为98.03%和19.54 MPa/m。结合图9所示的在可视化模型中部不同反应时间下堵水剂的分布情况可知，当堵水剂作用在填砂管中部时，在堵水剂凝胶等级由A级升至E级的过程中，由于管中压力释放作用而使得堵水剂在高孔高渗区域分布得更均匀，体系成胶后的封堵能力更强。因此，堵水剂的最佳作用位置为填砂管中部。

表4 堵水剂在不同位置下的封堵效果

$K_1/10^{-3} \mu\text{m}^2$	注入量/PV	$K_2/10^{-3} \mu\text{m}^2$	$\eta/\%$	突破压力梯度/ ( $\text{MPa}\cdot\text{m}^{-1}$ )
2169.25	0.8	60.98	97.19	15.08
2108.99	0.8+顶替0.1水	41.49	98.03	19.54
2131.12	0.8+顶替0.2水	51.65	97.58	16.88

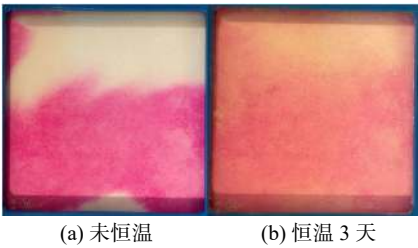


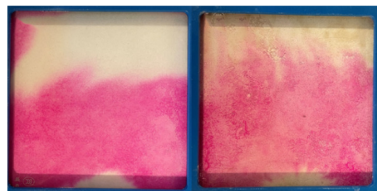
图9 在可视化物理模型中部堵水剂的分布情况

2.6.3 注入流量优化

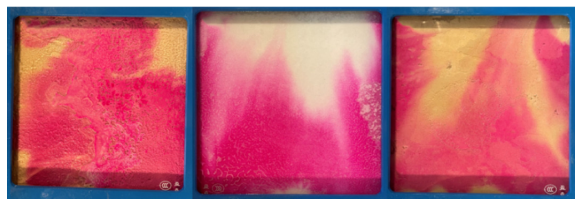
以不同的注入流量向填砂管中注入0.8 PV堵水剂后顶替0.1 PV水，堵水剂成胶后的封堵效果见表5。由表5可知，堵水剂成胶后的封堵率和突破压力梯度均随注入流量的增加而呈先增大后减小的趋势，当堵水剂的注入流量为3 mL/min时，封堵率和突破压力梯度出现峰值。结合图10所示的在可视化模型中不同注入流量下堵水剂的分布情况，分析可知，随着注入流量的增加，堵水剂更容易深入高孔高渗区域，使其成胶后的封堵能力增强。但当注入流量过高时，堵水剂在高孔高渗区域突进，使得堵水剂在目标区域的分布不均匀，导致其成胶后的封堵强度降低，封堵率下降。因此，堵水剂的最佳注入流量为3 mL/min。

表 5 堵水剂在不同注入流量下的封堵效果

$K_1/10^{-3} \mu\text{m}^2$	注入流量/ ( $\text{mL}\cdot\text{min}^{-1}$ )	$K_2/10^{-3} \mu\text{m}^2$	$\eta/\%$	突破压力梯度/ ( $\text{MPa}\cdot\text{m}^{-1}$ )
2143.72	1	54.23	97.47	14.50
2125.86	2	49.79	97.66	16.33
2108.99	3	41.49	98.03	19.54
2131.19	4	42.89	97.99	16.92
2147.33	5	70.63	96.71	10.67



(a) 1 mL/min (b) 2 mL/min



(c) 3 mL/min (d) 4 mL/min (e) 5 mL/min

图 10 不同注入流量下堵水剂的分布情况

### 3 结论

1) 该堵水剂在目标油藏温度  $65\text{ }^{\circ}\text{C}$  下的成胶时间为  $72\text{ h}$ , 成胶时间长, 能够有效地防止在施工过程中因堵水剂成胶过快而导致井筒和近井地带堵塞; 堵水剂的最终成胶强度为 I 级, 有利于对高渗窜流通道形成高强度封堵。

2) 该堵水剂具有良好的注入性、封堵性、渗透率选择性、耐冲刷性和长期稳定性, 能够优先进入高渗窜流通道, 成胶后对高渗窜流通道的封堵率高, 封堵持久性好。

3) 对工艺参数的研究表明, 该堵水剂的最佳注入量为  $0.8\text{ PV}$ , 最佳作用位置为填砂管中部, 最佳注入流量为  $3\text{ mL/min}$ 。在最佳注入参数下, 封堵率可达  $98.03\%$ 。

### 参考文献

[1] 邓猛, 邵英博, 赵军寿, 等. 渤海 A 油田明化镇组下段河-坝砂体储层构型及剩余油分布[J]. 岩性油气藏, 2020, 32(6): 154-163.

[2] 刘超, 王刚, 韩建斌, 等. 渤海湾疏松砂岩储层微观特征及开发实践[J]. 石油化工高等学校学报, 2021, 34(6):

35-41.

[3] 康博韬, 姜彬, 陈国宁, 等. 多层底水油藏层间干扰规律研究及应用: 以秦皇岛 32-6 油田为例[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2021, 23(4): 18-23.

[4] 任梦怡, 胡光义, 范廷恩, 等. 秦皇岛 32-6 油田北区新近系明化镇组下段复合砂体构型及控制因素[J]. 岩性油气藏, 2022, 34(6): 141-151.

[5] 葛丽珍, 房立文, 柴世超, 等. 秦皇岛 32-6 稠油油田见水特征及控水对策[J]. 中国海上油气, 2007, 19(3): 179-183.

[6] 葛丽珍, 张鹏. 秦皇岛 32-6 油田含水率上升快原因分析[J]. 中国海上油气, 2005, 17(6): 394-397.

[7] 万小迅, 陆正元, 李廷礼, 等. 稠油底水油藏剩余油分布研究及水平井开发调整[J]. 科学技术与工程, 2010, 10(36): 9058-9063.

[8] 黄晓东, 黄荣贵, 刘晖, 等. 底水稠油油藏水平井生产特征及产能预测研究: 以渤海曹妃甸 11-1 油田为例[J]. 石油化工应用, 2015, 34(9): 26-31.

[9] 龚宁, 李进, 陈娜, 等. 渤海油田水平井出水特征及控水效果评价方法[J]. 特种油气藏, 2019, 26(5): 147-152.

[10] KANG W L, ZHOU B B, ISSAKHOV M, et al. Advances in enhanced oil recovery technologies for low permeability reservoirs[J]. Petroleum Science, 2022, 19(4): 1622-1640.

[11] 魏静, 赵波, 杨红霞, 等. 聚合物弱凝胶流过多孔介质剪切降解实验研究[J]. 新疆石油天然气, 2014, 10(3): 88-92.

[12] LU X G, CAO B, XIE K, et al. Enhanced oil recovery mechanisms of polymer flooding in a heterogeneous oil reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 169-178.

[13] 张泉, 李岗, 付美龙, 等. 堵水用聚合物冻胶失水研究进展[J]. 应用化工, 2019, 48(4): 970-974.

[14] 刘怀珠, 李良川, 郑家朋, 等. 硅酸盐化学堵水技术研究现状及展望[J]. 油田化学, 2015, 32(1): 146-150.

[15] 刘巍, 焦翠. 硅酸类无机堵剂综述[J]. 硅酸盐通报, 2006, 25(6): 148-153.

[16] 付美龙, 陈鹏, 李毓, 等. 稠油热采无机硅酸凝胶封窜剂的研究与应用[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2023: 1-9.

[17] 翟文亚, 汪庐山, 靳彦欣, 等. 含硅类堵剂研究进展及发展趋势[J]. 油田化学, 2015, 32(3): 440-443.

[18] 路浩, 史俊. 碱性硅酸凝胶堵水剂的实验条件探讨[J]. 辽宁化工, 2015, 44(2): 145-147.

[19] 王代流, 李学佼, 侯影飞. 一种复合凝胶堵水剂的研究[J]. 长江大学学报(自科版), 2015, 12(14): 89-91.

[20] 何龙, 李生林, 班生富, 等. 腐植酸-水玻璃复合凝胶制备及性能评价[J]. 应用化工, 2022, 51(8): 2231-2236.

[21] 杜辉, 冯志强, 孔瑛, 等. 一种延迟凝胶硅酸类堵水剂的研究[J]. 油田化学, 2012, 29(1): 29-32.

[22] 杨开. 弹性水玻璃互穿网络凝胶的制备及封堵性能评价[J]. 精细石油化工进展, 2017, 18(2): 5-8.

[23] SYDANSK R D. Delayed in situ crosslinking of acrylamide polymers for oil recovery applications in high-temperature formations[R]. Findlay: Marathon Oil Company, 1989.