

doi: 10.3969/j.issn.2095-0411.2023.05.009

## 强水窜油藏凝胶/CO<sub>2</sub> 复合吞吐三维物理模拟

郝宏达<sup>1</sup>, 侯吉瑞<sup>2</sup>, 郭文敏<sup>1</sup>, 刘怀珠<sup>3</sup>

(1. 常州大学 石油与天然气工程学院, 江苏 常州 213164; 2. 中国石油大学(北京) 非常规油气科学技术研究院, 北京 102249; 3. 中国石油冀东油田公司 钻采工艺研究院, 河北 唐山 063000)

**摘要:** 针对华北油藏, 选取淀粉凝胶在室内开展配方优选及性能评价, 随后采用三维水窜模型开展凝胶/CO<sub>2</sub> 复合吞吐室内物理模拟实验, 并提出了通过凝胶/CO<sub>2</sub> 复合吞吐提高采收率的方法。结果表明, 优选的凝胶体系具有良好的注入性能, 小剂量凝胶体系即可在水窜通道中形成 I 级刚性凝胶, 其阻力系数仅为 4.36, 残余阻力系数高达 604.70。三维物理模拟实验结果表明, 凝胶/CO<sub>2</sub> 复合吞吐可提高采收率 11.36%, 降低含水量至 4%~18%。在淀粉凝胶封堵强窜通道后, CO<sub>2</sub> 可有效置换近井地带剩余油, 同时边水可动用基质内部剩余油, 在 CO<sub>2</sub> 和边水的双重作用下, 大幅度提高强水窜油藏采收率。

**关键词:** CO<sub>2</sub> 吞吐; 淀粉凝胶; 稠油; 采收率; 三维物理模拟

中图分类号: TE 39

文献标志码: A

文章编号: 2095-0411(2023)05-0067-09

## 3D physical simulation of gel combined CO<sub>2</sub> huff-n-puff in a channeling oil reservoir

HAO Hongda<sup>1</sup>, HOU Jirui<sup>2</sup>, GUO Wenmin<sup>1</sup>, LIU Huaizhu<sup>3</sup>

(1. School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Changzhou University, Changzhou 213164, China; 2. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Drilling & Production Technology Research Institute, PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan 063000, China)

**Abstract:** For Huabei Oilfield, starch gel is selected to carry out formulate optimization and performance evaluation in laboratory, and then 3D water channeling model was used to carry out indoor physical model experiment of gel/CO<sub>2</sub> composite huff and puff, and the method of improving oil recovery through gel/CO<sub>2</sub> composite huff and puff is proposed. The results show that the optimized starch gel has an excellent injectivity, and a rigid gel classified as I can formed within the strong channels using a small dose of gel. The resistance factor is only 4.36, and the residual resistance factor can reach

收稿日期: 2023-03-23。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(5274046)。

作者简介: 郝宏达(1990—), 男, 黑龙江尚志人, 博士, 讲师。E-mail: haohongda90@126.com

引用本文: 郝宏达, 侯吉瑞, 郭文敏, 等. 强水窜油藏凝胶/CO<sub>2</sub> 复合吞吐三维物理模拟[J]. 常州大学学报(自然科学版), 2023, 35(5): 67-75.

604. 70. 3D experimental results show that the oil recovery of gel combined CO<sub>2</sub> huff-n-puff can be enhanced by 11.36%, and the water cut can be dropped to 4%—18%. After the plugging of strong channels by starch gel, the oil remained at near-wellbore area can be extracted by CO<sub>2</sub>, and the oil remained at deep formation can be displaced by edge water. With the combined of CO<sub>2</sub> extraction and edge-water driving, the oil recovery can be significantly enhanced in the strong channeling oil reservoir.

**Key words:** CO<sub>2</sub> huff-n-puff; starch gel; heavy oil; oil recovery; 3D physical simulation

华北某稠油油藏经过多年边底水天然能量开发后, 储层非均质性加剧, 部分大孔隙逐渐形成了连续的水流优势通道, 含水率急剧上升, 严重影响了天然能量开发的采收率<sup>[1-2]</sup>。为有效挖潜剩余油、改善稠油油藏开发效果, 该油田大力推广了水平井技术和 CO<sub>2</sub> 吞吐技术<sup>[3-4]</sup>, 虽然取得了一定成效, 但 CO<sub>2</sub> 吞吐效果却逐年变差, 尤其是与优势通道连通的水平井, CO<sub>2</sub> 吞吐技术在实施 1~2 轮次后即失效。因此, 有效治理该类油藏的水窜通道, 改善 CO<sub>2</sub> 开发效果成为了“增储上产”的关键。

聚合物凝胶因其成胶效果好、成本低等特点, 可用于改善储层的非均质性, 在油田矿场施工中取得了较好的降水增油效果。然而, 由于高分子聚合物特性, 其在应用过程中往往存在注入难度大、聚合物和交联剂吸附不同步等问题, 导致聚合物凝胶的稳定性较差, 难以实现对强水窜通道的长期封堵<sup>[5-7]</sup>。此外, CO<sub>2</sub> 酸性条件会进一步影响聚合物凝胶的成胶强度, 因此其与 CO<sub>2</sub> 的复合使用有待进一步考察。淀粉凝胶作为一种新型封堵剂, 具有成胶时间可控、成胶强度高特征, 可用于封堵储层的强水窜通道<sup>[8]</sup>。研究表明, 淀粉与单体在有机交联剂的作用下, 可在地下形成三维空间网状结构, 极大地增强了体系的封堵强度<sup>[9-10]</sup>。冷光耀等<sup>[11]</sup>采用改性淀粉凝胶封堵人工裂缝, 实验结果表明改性淀粉凝胶可有效封堵水窜通道, 后续水驱可提高采收率 35.5%。随后, SONG 等<sup>[12]</sup>、ZHAO 等<sup>[13]</sup>、石立华等<sup>[14]</sup>将改性淀粉凝胶作为 CO<sub>2</sub> 驱封窜剂, 显著扩大了油藏 CO<sub>2</sub> 的波及体积, 表明淀粉凝胶在水、CO<sub>2</sub> 等环境下具有良好的封堵稳定性, 为其与 CO<sub>2</sub> 复合提高采收率提供了可行性。此外, 与 CO<sub>2</sub> 驱封堵这种长期提高采收率的技术相比, CO<sub>2</sub> 吞吐技术属于短周期内的增产技术, 对凝胶体系的技术要求更高。因此, 有必要开展凝胶/CO<sub>2</sub> 复合吞吐相关实验, 研究其提高采收率的机理。

文章以华北某稠油油藏为研究对象, 在室内对淀粉凝胶体系的配方进行了优选, 随后采用一维填砂管模型模拟储层的强水窜通道, 评价淀粉凝胶的注入性能和封堵性能。在此基础上, 采用自行研制的三维水窜模型开展凝胶/CO<sub>2</sub> 复合吞吐物理模拟实验, 通过对比其与纯 CO<sub>2</sub> 吞吐过程中采收率、含水率、驱替压差等的区别, 评价凝胶/CO<sub>2</sub> 复合吞吐的增油效果, 并揭示凝胶与 CO<sub>2</sub> 复合提高采收率的相关机理。

## 1 实验部分

### 1.1 淀粉凝胶体系优选及性能评价

在室内对改性淀粉凝胶体系进行配方优选和性能评价, 具体实验材料及仪器包括:

1) 实验用水。华北某油藏模拟地层水, 矿化度为 1 937 mg/L。

2) 化学试剂。 $\alpha$  淀粉、丙烯酰胺单体 (AM)、有机交联剂、引发剂、稳定剂, 上述试剂均来自北京恒聚化工有限公司。

3) 填砂管模型。华北某油藏平均孔隙度为 31.6%, 平均渗透率为  $0.753\ 1\ \mu\text{m}^2$ , 经过多年边底水冲刷, 测井数据显示其水窜通道孔隙度升至 38% 左右, 渗透率为  $5.608\ 5\sim 10.239\ 9\ \mu\text{m}^2$ 。为模拟储层的强水窜通道, 一维填砂管模型的渗透率设置为  $8\ \mu\text{m}^2$ , 孔隙度为 38% 左右, 模型采用石英砂填充, 直径 2.5 cm, 长度 100 cm, 具体物性参数见表 1。

4) 实验仪器。磁力搅拌器、电子天平(精度为 0.001 g)、100 mL 烧杯、布氏黏度计、平流泵、恒温箱、压力传感器等。

首先在室内对淀粉凝胶体系的配方进行优选, 具体为: ① 将 4% 的  $\alpha$  淀粉、4% 的 AM 单体、0.05% 的交联剂、0.01% 的引发剂和 0.01% 的稳定剂与地层水混合, 搅拌均匀后配置成 50 mL 的凝胶溶液。② 将配置好的凝胶溶液倒入密封试剂瓶, 并将其放入恒温箱, 设定恒温箱温度为 65 ℃ (地层温度), 观察凝胶溶液的成胶过程, 记录成胶时间, 并采用目测法评价其成胶强度<sup>[15]</sup>。③  $\alpha$  淀粉、AM 单体和稳定剂的质量分数不变, 改变交联剂的质量分数为 0.05%, 0.10%, 0.15%, 改变引发剂的质量分数为 0.01%, 0.02%, 0.025%, 重复上述步骤, 评价不同体系的成胶状态, 综合成胶时间和成胶强度, 选出合适的淀粉凝胶体系。④ 针对选出的凝胶体系配方, 采用布氏黏度计分别测定成胶前和成胶后该体系的黏度。

采用填砂管模型评价淀粉凝胶在强水窜通道中的注入及封堵性能, 具体为: ① 填砂管模型抽真空, 饱和地层水, 测量模型渗透率; ② 设定恒温箱温度为 65 ℃, 以 0.5 mL/min 速度向模型中注入地层水 245 mL, 记录水驱注采压差  $\Delta p_{wb}$ ; ③ 以 0.5 mL/min 速度向模型中注入一定量的淀粉凝胶溶液, 记录注胶过程中的注采压差  $\Delta p_{gel}$ ; ④ 关闭填砂管模型入口及出口, 等待 24 h, 确保凝胶体系在填砂管模型中充分交联; ⑤ 以 0.5 mL/min 速度向模型中注入地层水 981 mL, 实验过程中记录填砂管模型两端的注采压差  $\Delta p_{wa}$ ; ⑥ 根据水驱压差和注胶压差计算凝胶体系的阻力系数 ( $R_F = \Delta p_{gel} / \Delta p_{wb}$ ), 评价凝胶溶液的注入性能, 根据一次水驱平衡压差和后续水驱平衡压差计算凝胶体系的残余阻力系数 ( $R_{RF} = \Delta p_{wa} / \Delta p_{wb}$ ), 评价凝胶体系的封堵性能; ⑦ 设定凝胶溶液的注入量分别为 12, 24, 36, 48, 72 mL, 重复步骤①~⑥, 且每种注入量条件下开展 5 组重复实验, 实验结束后综合评价不同注入量条件下凝胶体系的注入和封堵性能。

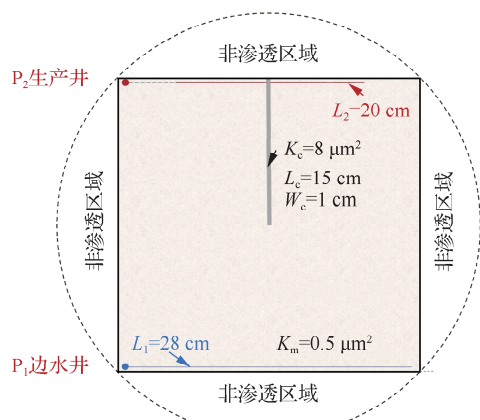
1.2 凝胶/CO<sub>2</sub> 复合吞吐三维物理模拟实验

采用三维岩心模型开展凝胶/CO<sub>2</sub> 复合吞吐物理模拟实验, 评价复合吞吐提高采收率的效果及其

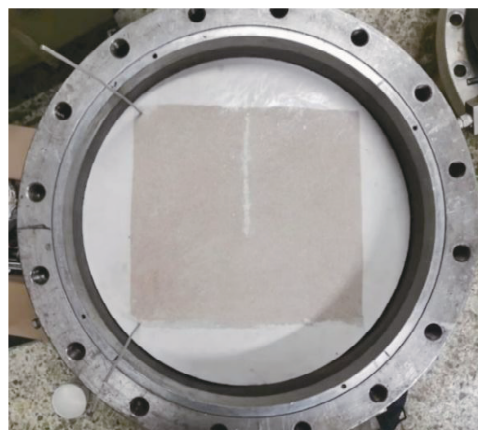
表 1 一维填砂管模型的基础物性参数  
Table 1 Physical parameters of 1D sandpack models

| 编号  | 凝胶注入量/<br>mL | 孔隙体积/<br>mL | 渗透率/<br>$\mu\text{m}^2$ | 孔隙度/<br>% |
|-----|--------------|-------------|-------------------------|-----------|
| 1-1 | 12 ± 0.5     | 189.14      | 8.119 0                 | 38.55     |
| 1-2 |              | 185.21      | 7.865 7                 | 37.75     |
| 1-3 |              | 186.49      | 8.113 2                 | 38.01     |
| 1-4 |              | 182.41      | 8.198 3                 | 37.18     |
| 1-5 |              | 188.25      | 8.065 9                 | 38.37     |
| 2-1 | 24 ± 0.5     | 188.79      | 8.030 2                 | 38.48     |
| 2-2 |              | 189.53      | 8.065 4                 | 38.63     |
| 2-3 |              | 189.19      | 8.377 0                 | 38.56     |
| 2-4 |              | 179.72      | 7.588 6                 | 36.63     |
| 2-5 |              | 185.36      | 7.795 3                 | 37.78     |
| 3-1 | 36 ± 0.5     | 190.51      | 8.837 9                 | 38.83     |
| 3-2 |              | 180.80      | 7.819 1                 | 36.85     |
| 3-3 |              | 180.40      | 8.390 5                 | 36.77     |
| 3-4 |              | 185.11      | 7.893 5                 | 37.73     |
| 3-5 |              | 184.92      | 7.924 1                 | 37.69     |
| 4-1 | 48 ± 0.5     | 187.76      | 8.714 5                 | 38.27     |
| 4-2 |              | 184.62      | 8.145 6                 | 37.63     |
| 4-3 |              | 190.26      | 8.137 8                 | 38.78     |
| 4-4 |              | 195.71      | 8.371 3                 | 39.89     |
| 4-5 |              | 186.14      | 8.200 6                 | 37.94     |
| 5-1 | 72 ± 0.5     | 184.28      | 8.615 2                 | 37.56     |
| 5-2 |              | 186.83      | 7.909 3                 | 38.08     |
| 5-3 |              | 192.82      | 7.889 6                 | 39.30     |
| 5-4 |              | 192.52      | 8.514 2                 | 39.24     |
| 5-5 |              | 193.06      | 8.416 8                 | 39.35     |

相关机理。三维模型长×宽×高为 30 cm×30 cm×4.5 cm，平均基质渗透率  $K_m$  为  $0.5 \mu\text{m}^2$ 。模型两侧设置两口水平井  $P_1$  和  $P_2$ ， $P_1$  水平段长度  $L_1$  为 28 cm，用于模拟边水注入； $P_2$  水平段长度  $L_2$  为 20 cm，用于油、气、水的生产以及凝胶、 $\text{CO}_2$  等的注入。为模拟储层的强水窜通道，采用 DU 等<sup>[16]</sup> 的模拟方法，在垂直  $P_2$  井方向设置一条高渗通道，长度  $L_c$  为 15 cm，宽度  $W_c$  为 1 cm，水窜通道渗透率  $K_c$  为  $8 \mu\text{m}^2$ 。模型四周设置 4 块非渗透区域，用以适应三维岩心夹持器的尺寸，非渗透区域与岩心内部无流体交换。三维岩心模型及水平井部署情况如图 1 所示，模型基本物性参数见表 2。采用自行研制的三维岩心夹持器装载实验模型，实验用水、化学试剂等同上，实验用气为  $\text{CO}_2$ ，纯度 99.99%，实验用油为华北某油田脱水脱气原油，15 MPa，65 °C 条件下地层油黏度为 58.41 mPa·s，地层油密度为  $0.89 \text{ g/cm}^3$ 。



(a) 三维岩心设计图



(b) 三维岩心实物图

图 1 凝胶/ $\text{CO}_2$  复合吞吐实验的三维岩心模型

Fig.1 3D physical model used for gel combined  $\text{CO}_2$  huff-n-puff experiments

表 2 三维岩心模型的基础物性参数

Table 2 Physical parameters of 3D physical models

| 编号 | 实验方案                   | 孔隙体积/mL | 孔隙度/% | 岩心基质渗透率/ $\mu\text{m}^2$ | 水窜通道渗透率/ $\mu\text{m}^2$ | 原始含油饱和度/% |
|----|------------------------|---------|-------|--------------------------|--------------------------|-----------|
| 1  | 纯 $\text{CO}_2$ 吞吐     | 1 054   | 26.14 | 0.5                      | 8                        | 59.14     |
| 2  | 凝胶/ $\text{CO}_2$ 复合吞吐 | 1 047   | 25.94 |                          |                          | 58.76     |

为便于分析凝胶与  $\text{CO}_2$  复合吞吐提高采收率的效果及机理，设置了一组纯  $\text{CO}_2$  吞吐实验作为对照组。在模型抽真空、饱和水、饱和油等准备工作结束后，凝胶/ $\text{CO}_2$  复合吞吐实验的具体操作步骤为：① 设定恒温箱温度 65 °C，生产井  $P_2$  通过回压阀控制压力为 15 MPa，边水井  $P_1$  以 0.5 mL/min 速度向模型中注入水，当  $P_2$  井含水率达到 98% 时边水驱替结束；② 从  $P_2$  生产井反向注入凝胶体系 5 mL，随后关闭  $P_1$  和  $P_2$  井 24 h，等待凝胶体系充分交联，随后向  $P_2$  井注入  $\text{CO}_2$  直至压力达到 20 MPa 时停止注气，关闭  $P_2$  井；③ 闷井 24 h 后打开生产井  $P_2$ ，同时  $P_1$  边水井开启，待  $P_2$  井含水率再次达到 98% 时结束一轮复合吞吐；④ 重复步骤②~③，共计开展 4 轮复合吞吐，实验过程中记录注采压差、产油量、产液量、产气量等数据，计算复合吞吐采收率；⑤ 在纯  $\text{CO}_2$  吞吐对照实验中，边水驱实验步骤同步骤①，在注气阶段注入  $\text{CO}_2$  直至  $P_2$  井压力达到 20 MPa，共计开展 4 轮吞吐，实验过程中记录压力、液量、气量等数据，计算纯  $\text{CO}_2$  吞吐采收率，并与复合吞吐采收率做对比。

2 结果与讨论

2.1 复合吞吐用凝胶体系配方

CO<sub>2</sub> 复合吞吐用淀粉凝胶体系配方的筛选结果见表 3。不同样本下淀粉凝胶体系的成胶形态如图 2 所示,在主剂“α 淀粉+AM 单体”和稳定剂质量分数固定的情况下,交联剂和引发剂的质量分数会综合影响淀粉凝胶的成胶时间。对比样本 1~3 可以看出,当引发剂质量分数从 0.010%增至 0.025%时,会迅速引发主剂与交联剂的聚合反应,成胶时间由 60 h 快速缩短至 32 h。对比样本 2,4,5 可以看出,当交联剂质量分数从 0.05%增加至 0.15%时,成胶时间则由 36 h 降至 22 h,增大交联剂质量分数后,其与主剂分子、引发剂分子接触的概率增加,体系内聚合反应发生的概率提高,进而缩短了成胶时间。

表 3 不同配方淀粉凝胶体系的成胶状态

Table 3 Gelation status of starch gel with different formulation

| 样本编号 | 凝胶成分      |            |          |          |          | 成胶时间/h | 成胶强度 |
|------|-----------|------------|----------|----------|----------|--------|------|
|      | ω(α 淀粉)/% | ω(AM 单体)/% | ω(交联剂)/% | ω(引发剂)/% | ω(稳定剂)/% |        |      |
| 1    | 4         | 4          | 0.05     | 0.010    | 0.01     | 60     | G 级  |
| 2    |           |            | 0.05     | 0.020    |          | 36     | G 级  |
| 3    |           |            | 0.05     | 0.025    |          | 32     | G 级  |
| 4    |           |            | 0.10     | 0.020    |          | 28     | H 级  |
| 5    |           |            | 0.15     | 0.020    |          | 22     | I 级  |

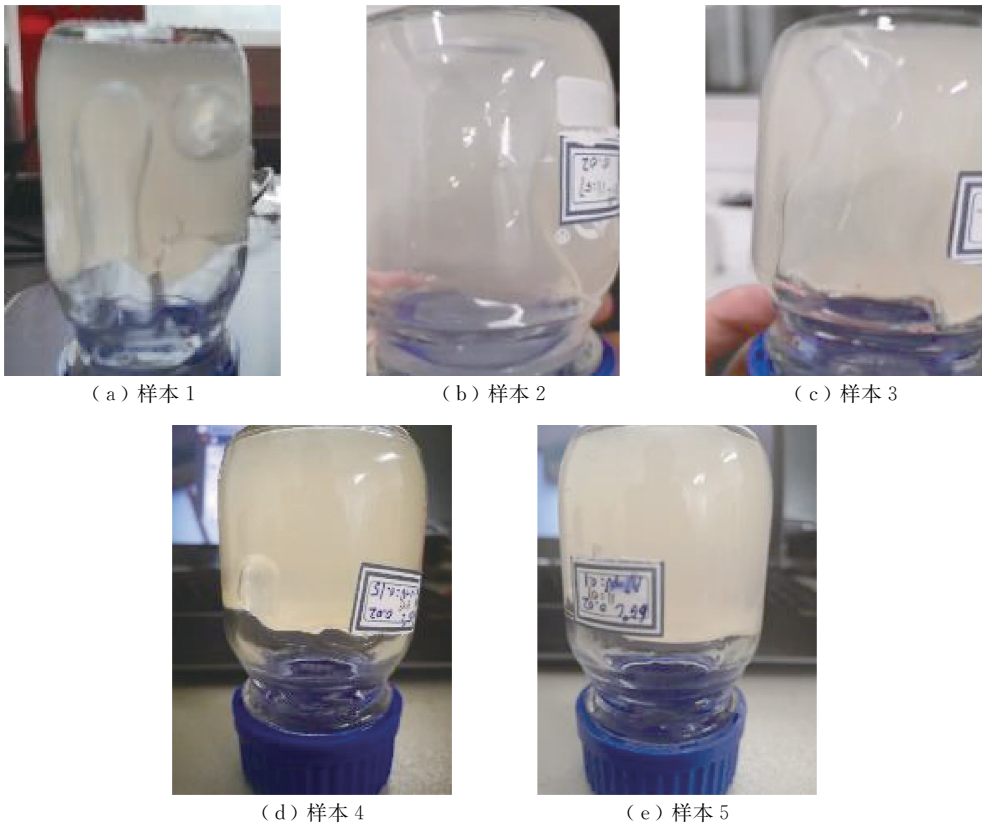


图 2 不同样本淀粉凝胶体系的成胶形态

Fig.2 Gelation status of starch gel with different formulation

从成胶强度的角度来讲,交联剂质量分数对其影响较大。对比样本 1~3,在交联剂质量分数为 0.05%时,虽可形成固态凝胶,但凝胶倒置时内部会发生形变(图 2(a)~图 2(c))。引发剂质量分数的增加虽可促进体系内的聚合反应,在一定程度上增大体系的成胶强度,但整体来讲,当交联剂质量分数为 0.05%时,其凝胶仍为 G 级中等形变不动凝胶。当交联剂质量分数增加至 0.10%时,更多的主剂分子与交联剂分子参与聚合反应,凝胶强度大幅度增加,倒立时只有凝胶表面发生轻微形变(图 2(d)),其强度为 H 级微形变不动凝胶。当交联剂质量分数增加至 0.15%时,凝胶强度进一步增大,倒立时凝胶表面无形变发生(图 2(e)),其强度为 I 级刚性凝胶。

黏度测定结果表明,在 65 °C 条件下,5 号凝胶成胶前的溶液黏度仅为 37.95 mPa·s,其较低的体系黏度有利于其注入地下多孔介质。成胶后其黏度高达 174 267 mPa·s,体系黏度增加了 4 500 多倍,有利于其在水窜通道中形成稳定的封堵屏障。此外,5 号凝胶 22 h 的成胶时间亦符合现场的施工要求,因此,确定了淀粉凝胶的配方为 4%  $\alpha$  淀粉,4% AM 单体,0.15% 交联剂,0.020% 引发剂和 0.01% 稳定剂。

## 2.2 凝胶体系的注入及封堵性能

采用平均渗透率为  $8 \mu\text{m}^2$  的一维填砂管模型模拟储层的强水窜通道,不同注入量  $V_{\text{gel}}$  条件下淀粉凝胶体系的阻力系数  $R_F$  如图 3 所示。 $R_F$  是指凝胶体系降低水油流度比的能力,其值越小,凝胶体系的注入性能越好<sup>[17-18]</sup>。由图 3 可知,淀粉凝胶体系的  $R_F$  随着注入量的增加呈线性增加趋势。一方面,在凝胶体系和岩心物性大致相同的条件下,随着凝胶体系注入量的增加,其在水窜通道中的渗流阻力越大,其泵入越困难;另一方面,有研究表明淀粉凝胶体系属于纯黏流体,易于在孔喉结构处产生形变<sup>[19-20]</sup>,因此,其在注入过程中不会在入口处发生堆积,宏观上表现为  $R_F$  随注入量线性增加。也正是由于淀粉凝胶体系的纯黏特性,使其具有极好的注入性能,当注入量达到 72 mL 时,  $R_F$  的平均值也仅为 11.07;当注入量小于等于 48 mL 时,其在水窜通道中的  $R_F$  均小于 10。

在淀粉凝胶成胶后,后续水驱 981 mL 时,不同注入量条件下淀粉凝胶体系的残余阻力系数  $R_{\text{RF}}$  如图 4 所示。 $R_{\text{RF}}$  是指凝胶体系降低岩心渗透率的能力,其值越大,凝胶体系的封堵能力越强<sup>[21-22]</sup>。由图 4 可知,淀粉凝胶体系的  $R_{\text{RF}}$  随着注入量的增加呈现对数型增加趋势。一方面,随着凝胶体系注入量的增加,其成胶后对水窜通道的封堵能力也越强;另一方面,当注入量小于等于 24 mL 时,  $R_{\text{RF}}$  随着注入量的增大而迅速增加。当注入量超过 24 mL 时,残余阻力系数的增幅放缓。24 mL 时淀粉凝胶体系  $R_{\text{RF}}$  的平均值为 604.70,说明该淀粉凝胶体系在小剂量的条件下即可对高渗水窜通道形成高强度

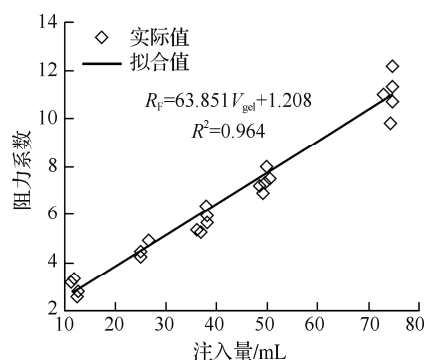


图 3 一维填砂管模型不同凝胶体系的阻力系数

Fig.3 Resistance factor of different gel systems in 1D sandpack models

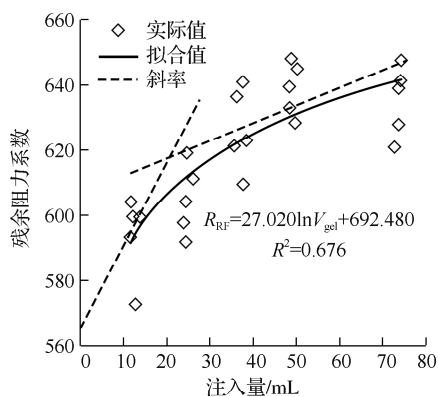


图 4 一维填砂管模型不同凝胶体系的残余阻力系数

Fig.4 Residual resistance factor of different gel systems in 1D sandpack models



封堵,利于其与CO<sub>2</sub>吞吐这种短期增产技术复合,实现提高原油采收率的目的。

### 2.3 凝胶/CO<sub>2</sub>复合吞吐效果及其提高采收率机理

如图5所示,采用三维非均质物理模拟模型分别开展纯CO<sub>2</sub>吞吐和凝胶/CO<sub>2</sub>复合吞吐三维物理模拟实验,实验结果见表4。首先在模型上开展边水驱替,当含水率达到98%时,边水累计注入时间为3 918~4 000 mL,其中,纯CO<sub>2</sub>吞吐实验组边水驱采收率为33.90%,复合吞吐实验组采收率为31.88%。在纯CO<sub>2</sub>吞吐实验组中,平均单轮次CO<sub>2</sub>注气量为1 255 mL(地面标况下),在第1~4轮次中CO<sub>2</sub>吞吐采收率分别为1.28%,1.19%,0.99%和0.98%。由于强水窜通道的影响,边水沿通道窜逸严重,岩心基质中滞留了大量的剩余油和注入的CO<sub>2</sub>气体,导致纯CO<sub>2</sub>吞吐的采收率极低。在凝胶/CO<sub>2</sub>复合吞吐实验组中,平均单轮次注入5 mL凝胶,1 239 mL CO<sub>2</sub>,第1~4轮次复合吞吐的采收率依次为3.89%,3.61%,2.13%和1.73%,4轮吞吐累计采收率11.36%,是纯CO<sub>2</sub>吞吐采收率的2.56倍,凝胶/CO<sub>2</sub>复合吞吐提高采收率效果明显。

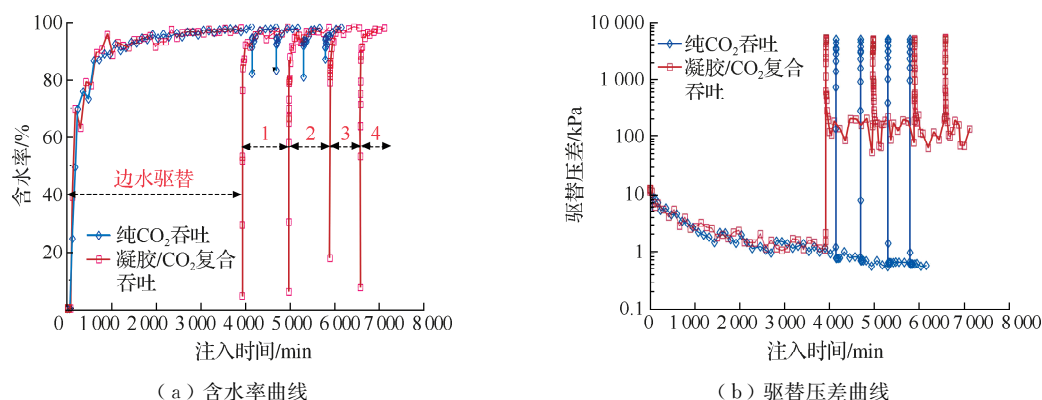


图5 纯CO<sub>2</sub>吞吐与凝胶/CO<sub>2</sub>复合吞吐三维实验生产动态

Fig.5 Production dynamics of pure CO<sub>2</sub> huff-n-puff and gel combined CO<sub>2</sub> huff-n-puff

图5(a)对比了纯CO<sub>2</sub>吞吐和凝胶/CO<sub>2</sub>复合吞吐过程中含水率变化曲线。在纯CO<sub>2</sub>吞吐实验组中,开井生产初期含水率先迅速下降至91%~93%,随后迅速上升至96%以上;而在凝胶/CO<sub>2</sub>复合吞吐实验组中,生产初期含水率可大幅度降至4%~18%。对比2种措施的有效作用期可以发现,纯CO<sub>2</sub>吞吐的平均有效期为499.5 min,而凝胶/CO<sub>2</sub>复合吞吐的平均有效期可大幅度延长至805.75 min,是纯CO<sub>2</sub>吞吐的1.61倍。图5(b)给出了纯CO<sub>2</sub>吞吐和凝胶/CO<sub>2</sub>复合吞吐过程中的驱替压差曲线。在边水驱替初期,边水首先驱替基质中的原油,且尚未到达强水窜通道,此时驱替压差在7 kPa以上;当边水到达水窜通道时,水相沿通道快速窜逸,驱替压差逐渐降低至1.5 kPa左右。随后注入的CO<sub>2</sub>气体虽然将压差升至5 MPa以上,但在开井的瞬间即迅速降至1 kPa以下,近井地带与CO<sub>2</sub>接触的原油来不及产出即发生边水的通道窜逸,采收率极低。采取凝胶处理强窜通道后,一方面注入的CO<sub>2</sub>气体可充分发挥降黏、膨胀等作用,置换近井地带的剩余油,驱替压差曲线表现为缓降趋势;另一方面,由于强窜通道被封堵,边水可有效驱替岩心基质中的剩余油,驱替压差曲线表现为吞吐产生的后期压差稳定在150 kPa左右。在CO<sub>2</sub>和边水的双重作用下,岩心基质中的原油逐渐被采出。凝胶/CO<sub>2</sub>复合吞吐三维物理模拟实验结果表明,采用高强度凝胶治理储层强窜通道后,可有效扩大CO<sub>2</sub>的波及体积,迫使边水发生液流转向,驱替和置换储层基质中的剩余油,大幅度提高原油采收率。

表 4 纯 CO<sub>2</sub> 吞吐和凝胶/CO<sub>2</sub> 复合吞吐三维物理模拟实验结果Table 4 3D physical experiments of pure CO<sub>2</sub> huff-n-puff and gel combined CO<sub>2</sub> huff-n-puff

| 编号 | 实验阶段                       | 吞吐轮次 | 凝胶注入量/mL | CO <sub>2</sub> 注入量<br>(地面条件) /mL | 产油量/<br>mL | 采收率/<br>% | 最低含水率/% | 有效期/<br>min |
|----|----------------------------|------|----------|-----------------------------------|------------|-----------|---------|-------------|
| 1  | 边水驱替                       |      |          |                                   | 211.38     | 33.90     |         | 4 000       |
|    | 纯 CO <sub>2</sub> 吞吐       | 1    |          | 1 279                             | 7.99       | 1.28      | 92.85   | 546         |
|    |                            | 2    |          | 1 262                             | 7.39       | 1.19      | 92.37   | 484         |
|    |                            | 3    |          | 1 236                             | 6.20       | 0.99      | 91.67   | 484         |
|    |                            | 4    |          | 1 244                             | 6.09       | 0.98      | 91.23   | 484         |
|    | 合计                         |      |          | 5 021                             | 239.05     | 38.34     |         | 5 998       |
| 2  | 边水驱替                       |      |          |                                   | 196.15     | 31.88     |         | 3 918       |
|    | 凝胶/CO <sub>2</sub><br>复合吞吐 | 1    | 5        | 1 262                             | 23.95      | 3.89      | 4.41    | 1 053       |
|    |                            | 2    |          | 1 239                             | 22.24      | 3.61      | 5.79    | 927         |
|    |                            | 3    |          | 1 205                             | 13.13      | 2.13      | 17.58   | 695         |
|    |                            | 4    |          | 1 234                             | 10.63      | 1.73      | 7.37    | 548         |
|    | 合计                         |      | 20       | 4 940                             | 266.10     | 43.24     |         | 7 141       |

### 3 结 论

1) CO<sub>2</sub> 复合吞吐用的淀粉凝胶体系配方为 4%  $\alpha$  淀粉, 4% AM 单体, 0.15% 交联剂, 0.02% 引发剂和 0.01% 稳定剂, 65 °C 条件下该体系成胶前黏度为 37.95 mPa·s, 成胶时间为 22 h, 成胶后黏度高达 174 267 mPa·s, 可形成 I 级刚性凝胶。

2) 淀粉凝胶体系的注入及封堵实验结果表明, 该体系具有良好的注入性能, 24 mL 注入量时其阻力系数仅为 4.36; 在强窜通道中充分交联后, 其残余阻力系数高达 604.70, 该体系具有小剂量、高强度封堵特性。

3) 三维物理模拟实验结果表明, 凝胶/CO<sub>2</sub> 复合吞吐可提高采收率, 是纯 CO<sub>2</sub> 吞吐采收率的 2.56 倍, 复合吞吐可有效控制含水, 延长吞吐有效作用期, 其含水率可大幅度降至 4%~18%, 有效期是纯 CO<sub>2</sub> 吞吐的 1.61 倍。

4) 与纯 CO<sub>2</sub> 吞吐相比, 凝胶/CO<sub>2</sub> 复合吞吐初期的驱替压差呈现缓降模式, CO<sub>2</sub> 可充分接触岩心基质, 驱替和置换近井地带剩余油; 复合吞吐后期的驱替压差维持在 150 kPa 左右, 表明边水有效动用了岩心基质中的剩余油。凝胶封堵强窜通道后, CO<sub>2</sub> 和边水的双重作用大幅度提高了原油的采收率。

### 参考文献:

- [1] ZHOU H M, CHANG X J, HAO J M, et al. Development technique and practice of horizontal wells for complex fault-block reservoirs in Jidong oil field[C]//International Oil & Gas Conference and Exhibition in China. Beijing: SPE, 2006.
- [2] 辛春彦, 李福堂, 黄海龙, 等. 低渗透油藏注入水损害储层主控因素研究[J]. 常州大学学报(自然科学版), 2021, 33(5): 87-92.
- [3] 马桂芝, 陈仁保, 王群一, 等. 冀东复杂断块油藏 CO<sub>2</sub> 吞吐典型井剖析[J]. 石油地质与工程, 2013, 27(5): 107-111, 150.



- [4] 张娟,周立发,张晓辉,等. 浅薄层稠油油藏水平井 CO<sub>2</sub> 吞吐效果[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(4): 485-491.
- [5] 佟卉,苏程,毛绍祺,等. 油田用铬交联聚合物凝胶研究进展综述[J]. 化学工程师, 2021, 35(2): 43-47.
- [6] SUN X D, BAI B J, LONG Y F, et al. A comprehensive review of hydrogel performance under CO<sub>2</sub> conditions for conformance control[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 185: 106662.
- [7] 刘楠楠,胡彤,唐伟,等. 低矿化度水/月桂酰胺丙基羟磺酸甜菜碱复配溶液驱油技术研究[J]. 常州大学学报(自然科学版), 2022, 34(2): 74-80.
- [8] 李粉丽,侯吉瑞,刘应辉,等. 改性淀粉强凝胶堵剂的研制[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(2): 80-82.
- [9] SINGH R, MAHTO V. Synthesis, characterization and evaluation of polyacrylamide graft starch/clay nanocomposite hydrogel system for enhanced oil recovery[J]. Petroleum Science, 2017, 14(4): 765-779.
- [10] ZHU D Y, BAI B J, HOU J R. Polymer gel systems for water management in high-temperature petroleum reservoirs: a chemical review[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(12): 13063-13087.
- [11] 冷光耀,侯吉瑞. 利用 CT 技术研究裂缝性油藏改性淀粉凝胶调堵液流转向[J]. 油田化学, 2016, 33(4): 629-632.
- [12] SONG Z J, HOU J R, LIU X C, et al. Conformance control for CO<sub>2</sub>-EOR in naturally fractured low permeability oil reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 166: 225-234.
- [13] ZHAO F L, WANG P, HUANG S J, et al. Performance and applicable limits of multi-stage gas channeling control system for CO<sub>2</sub> flooding in ultra-low permeability reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 192: 107336.
- [14] 石立华,王维波,王成俊,等. 基于裂缝径向流物理模型的 CO<sub>2</sub> 驱注入方式研究[J]. 特种油气藏, 2021, 28(3): 112-117.
- [15] 唐孝芬,刘玉章,向问陶,等. 交联聚合物冻胶调堵剂性能评价指标及方法[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(2): 49-53.
- [16] DU Q J, HOU J, ZHAO F, et al. A new organic fiber composite gel as a plugging agent for assisting CO<sub>2</sub> huff and puff in water channeling reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 179: 70-79.
- [17] 孟祥海,王楠,吕鹏,等. 酚醛凝胶调剂封堵及调剖效果研究[J]. 油田化学, 2021, 38(4): 642-646.
- [18] 潘广明,张彩旗,刘东,等. 海上稠油油藏弱凝胶调驱提高采收率技术[J]. 特种油气藏, 2018, 25(3): 140-143.
- [19] LUO Q, TANG K, BAI L, et al. Development of in situ starch grafted copolymerized gels for conglomerate reservoir conformance control and oil recovery improvement[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 210: 110005.
- [20] HAO H D, YUAN D Y, HOU J R, et al. Using starch graft copolymer gel to assist the CO<sub>2</sub> huff-n-puff process for enhanced oil recovery in a water channeling reservoir[J]. RSC Advances, 2022, 12(31): 19990-20003.
- [21] 陈哲,徐鹏. 弱凝胶/预交联颗粒复合调驱室内评价[J]. 非常规油气, 2018, 5(5): 58-61.
- [22] 郅婧文,鞠野,徐国瑞,等. 中低渗高盐油藏聚合物弱凝胶渗流特性及机理分析[J]. 当代化工, 2022, 51(5): 1053-1056.

(责任编辑:李艳,周安迪)