文章编号:1000-4092(2020)02-266-07

海上稠油油藏温敏凝胶改善气窜实验研究*

孙永涛[1,2],李兆敏[1],林 涛[2],孙玉豹[2],刘海涛[2],宋宏志[2],李松岩[1]

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266580; 2. 中海油田服务股份有限公司油田生产研究院,天津 300450)

摘要:针对海上稠油油田多元热流体吞吐过程中出现的气体窜流问题,以精制棉花、环氧丙烷、氯甲烷为原料,制备了温敏凝胶,评价了温敏凝胶的黏度、耐盐性能、封堵性能和封堵有效期,并利用大型二维物理模拟实验装置开展了温敏凝胶治理气窜的模拟实验。研究表明,随着温度的升高,温敏凝胶溶液黏度先逐渐降低,但是当温度超过70℃后温敏凝胶溶液黏度逐渐增大,而当温度达到80℃时,温敏凝胶溶液形成不可流动、强度很大的凝胶。该温敏凝胶的耐盐性能良好,用含1000 mg/L的Ca^{2+}的水溶液、1000 mg/L的Mg^{2+}的水溶液和50000 mg/L的氯化钠溶液配制质量分数为1.5%的温敏凝胶溶液,在80℃下均能成胶。向水测渗透率为1.59 μm²的填砂管注入温敏凝胶,在80℃下成胶后水驱1.0 PV的渗透率为0.0040 μm²,封堵率为99.74%,而且经过40 mL/min的高强度水驱30 PV后,填砂管渗透率保持率为95.28%,表明该温敏凝胶具有很高的封堵强度且封堵有效期长。注入的温敏凝胶主要进入高渗通道,被后续注入的多元热流体加热后成胶,起到封堵高渗通道、有效延缓气窜的作用。原有的高渗通道被温敏凝胶封堵后,后续注入的多元热流体被迫发生绕流,扩大了波及范围,采收率由36.1%提高至45.3%。南堡35-2油田现场试验结果表明,温敏凝胶可以封堵住了前两轮次注多元热流体期间形成的窜流通道,有效延缓气窜的发生,在25 d的注多元热流体作业期间未发生气窜,注入压力比气窜前提高2.0 MPa,临井气量未见明显上升,生产未受到影响。图12表3参13

关键词:海上稠油;温敏凝胶;气窜;多元热流体;二维物理模拟

中图分类号:TE345 **文献标识码**:A **DOI**: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.02.015

0 前言

渤海海域稠油储量丰富,对于常规稠油(地下黏度≤350 mPa·s)目前主要通过注水、注聚合物开发,对于非常规稠油(地下黏度>350 mPa·s)主要通过热采开发[1]。其中多元热流体吞吐作为海上稠油热采开发创新技术,已在渤海NB35-2稠油油田开发中进行了先导性试验。多元热流体吞吐工艺是利用航天发动机的燃烧喷射原理,使燃料和空气在多元热流体发生器的燃烧室中燃烧,将燃烧室外的水加热汽化,最后将水蒸汽和燃烧后的烟气混合形成多元热流体并注入油层进行吞吐开采的采油工艺。因多元热流体兼具热水/蒸汽的加热降黏作用和气体的溶解降黏、扩大加热范围、增压助排作用,在注入热焓相同的条件下,多元热流体吞吐的采收率高于蒸汽吞吐的[2-3]。但随着吞吐轮次的增加,由于隔层不发育、层间渗透率差异以及蒸汽/气体超覆等因素影响,多元热流体可能会沿高渗条带突进。当两口井之间的高渗透条带被气体连通后,就会出现井间气窜干扰现象,影响邻井的正常生产,降低吞吐效果。

温敏凝胶是一种对温度敏感的聚合物,低温时

* **收稿日期**:2019-06-10;**修回日期**:2020-01-29。

基金项目:国家科技重大专项"大型油气田及煤层气开发"子课题"规模化多元热流体热采工程技术示范"(项目编号2016ZX05058-003-009)。

作者简介:孙永涛(1979–),男,高级工程师,2007年毕业于大庆石油学院油气田开发工程专业,从事与海上稠油相关的科研与管理工作。李兆敏(1965–),男,教授,本文通讯联系人,从事与稠油开发相关的科研与教学工作,通讯地址:266580 山东省青岛市黄岛区长江西路66号 中国石油大学(华东)石油工程学院,E-mail:lizhm@upc.edu.cn。

为低黏度流体，温度一旦超过相转变点，短时间内即能形成半固态、不溶于水的凝胶，在注热流体过程中可起到封堵气窜通道的作用[4-5]。因此，在注多元热流体之前向地层注入温敏凝胶是有效治理气窜的方法之一。温敏凝胶封窜技术可起到显著的防窜、封窜和增油效果[6-12]，在油田开发中有着广阔的前景。由于市售的温敏凝胶的成胶性能和成胶有效期无法满足海上热采要求，本文以精制棉花纤维、环氧丙烷、氯甲烷为原料，通过优化环氧丙烷与氯甲烷的比例合成了一种温敏凝胶，评价了该温敏凝胶的黏度、耐盐性能、封堵性能和封堵有效期，并以南堡 35-2 油田两口水平井为原型，通过二维物理模拟实验装置对温敏凝胶封堵气窜通道进行了模拟研究。

1　实验部分

1.1　材料与仪器

精制棉花纤维；氢氧化钠、环氧丙烷、氯甲烷、氯化钠、氯化钾、硫酸钠、碳酸氢钠等，分析纯。实验用油为南堡 35-2 油田某井脱气原油，黏度为 2150 mPa·s（50℃）。实验用水为模拟地层水，$NaHCO_3$型，矿化度 1218 mg/L，主要离子质量浓度（单位 mg/L）：Na^++K^+ 573、Ca^{2+} 8 、Mg^{2+} 10、Cl^- 559、HCO_3^- 50。CO_2和N_2为钢瓶装压缩气体，为了模拟多元热流体组成，CO_2和N_2以 1∶5.6的比例混合。填砂管，尺寸φ25 mm×600 mm，由 40～100 目的石英砂填制而成。

RS6000 型旋转流变仪（Z20 同轴圆筒测量系统），德国 HAAKE 公司。热采岩心驱实验装置，包括恒温箱、注入系统、填砂管、温度压力测量系统。大型二维物理模拟实验装置，由注入系统、模型系统、数据采集与处理系统、采出处理系统组成。模型由不锈钢制成，规格为 500 mm×500 mm×40 mm（内部尺寸），模型内部均匀布设 169 个热电偶，用于采集温度数据。由于模型本身不耐压，因此实验时将模型放入一个压力舱中，舱内充入一定压力的氮气以平衡模型内外的压力，实验流程如图 1 所示，模型布井见图 2。该实验装置的实验温度为 25～300℃，实验压力为 0～20 MPa。

1.2　温敏凝胶制备

将精制棉花在质量分数 33%的 KOH 水溶液中浸泡 90 min，除去多余碱液后粉碎，装入高温高压反应釜中，加入一定量的环氧丙烷和氯甲烷，在 60℃下反应 3 h，再在 78℃～82℃反应 2 h，蒸馏去除多余醚化剂，中和、洗涤后离心脱水，在 100℃下干燥 24 h，最终得到白色粉末产物即温敏凝胶。将温敏凝胶溶于水，升温至 80℃，经过多次絮凝提纯后可除去水溶性杂质。再将温敏凝胶溶液密闭加热至 120℃，使温敏凝胶脱水，再经离心分离、干燥、粉碎后可得到提纯的温敏凝胶粉末。将温敏凝胶粉末与 KBr 粉末按 1∶50 的质量比混合，充分研磨后制成压片，用傅里叶变换红外光谱仪对温敏凝胶进行红外光谱表征。

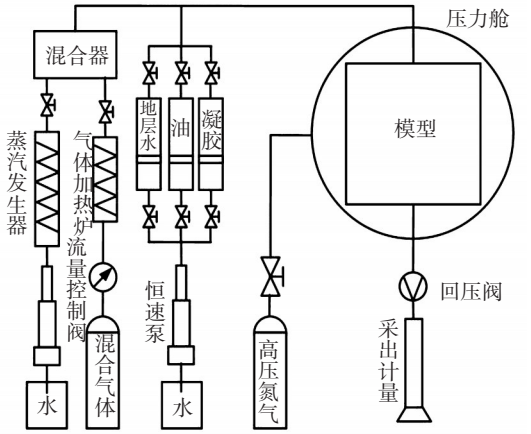


图 1　实验流程图

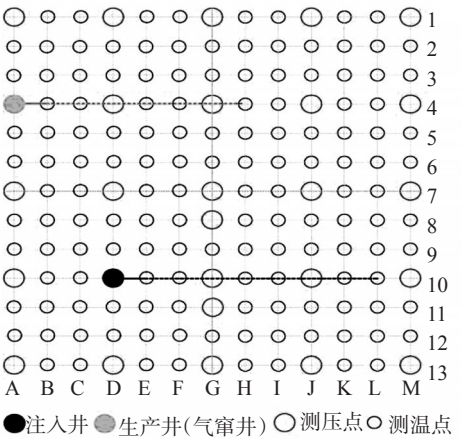


图 2　模型布井

1.3　温敏凝胶的基本性能评价

1.3.1　温敏凝胶的黏温性测定

用南堡 35-2 油田模拟地层水分别配制质量分数为 1.0%、1.5%、2.0%的温敏凝胶溶液，采用旋转流变仪在 30℃～80℃、剪切速率 170 s^{-1}下测定温敏凝

胶溶液的黏度。

1.3.2 温敏凝胶的耐盐能力测定

分别用Ca^{2+}质量浓度为1000 mg/L的水溶液、Mg^{2+}质量浓度为1000 mg/L的水溶液和氯化钠质量浓度为50000 mg/L的水溶液配制质量分数1.5%的温敏凝胶溶液，将温敏凝胶溶液加热至80℃，观察其成胶状况。

1.3.3 温敏凝胶的封堵性能测定

用南堡35-2油田模拟地层水配制质量分数为1.5%的温敏凝胶溶液，然后装入驱替装置的中间活塞容器内；填砂管填80目玻璃微珠，抽真空3 h，以2 mL/min的注入速率饱和蒸馏水后放入80℃恒温箱中，测定填砂管的渗透率；填砂管冷却至60℃以下，以2 mL/min的注入速率注入上述温敏凝胶溶液0.2 PV，再用蒸馏水顶替0.05 PV，将填砂管升温至80℃，恒温1 h，用蒸馏水驱替1 PV后测定填砂管的渗透率。由封堵前后渗透率之差与封堵前渗透率之比计算封堵率。

1.3.4 温敏凝胶的封堵有效期评价

在1.3.3节的基础上，继续以40 mL/min的注入速率用蒸馏水驱替50 PV，每10 PV测定一次渗透率，评价温敏凝胶的封堵有效期。

1.4 二维驱替模拟实验

为了模拟井间的气窜，以一口井作为注入井（1#井），模拟多元热流体注入的过程，以相邻一口井作为生产井（2#井），模拟受气窜的影响，布井位置如图2所示，实验参数如表1所示。

实验步骤具体如下：(1)将模型整体恒温至56℃后，向1#井注入200℃的模拟多元热流体，注入速度（以热水计）为42 mL/min；(2)将2#井回压设定为5.5 MPa，检测含水率变化和气体产出情况；(3)当气体产出且含水率大于98%时，停止注入模拟多元热流体，冷却模型至56℃；(4)向1#井注入250 mL的质量分数为1.5%的温敏凝胶溶液，再将模型升温至80℃，恒温1 h；(5)再向1#井注入200℃模拟多元热流体，直至再次发生气窜，含水率大于98%，计算原油采收率。

2 结果与讨论

2.1 温敏凝胶的结构分析

温敏凝胶的红外光谱如图3所示。可以看出，合成产物在3446 cm^{-1}处为羟基吸收峰，在2926、1384 cm^{-1}处为烷基吸收峰，在1054、1128 cm^{-1}处为—C—O—和—C—O—C—的吸收峰，红外光谱分析结果表明通过合成反应成功得到了具有特殊结构的温敏凝胶。

表1 实验原型及模型参数

油藏及注采参数	原型	模型
2#井水平段长度	230 m	230 mm
1#井水平段长度	275 m	275 mm
井距	250 m	250 mm
渗透率	50×10^{-3}～5000×10^{-3} μm²	4 μm²
渗透率极差	3～5倍	3～5倍
孔隙度	24%～45%	40%
油藏温度	56℃	56℃
油藏压力	5.5 MPa	5.5 MPa
油层厚度	4～10 m	40 mm
热水注入速度	3 t/h	42 mL/min
氮气注入量/速度	1800～2200 Nm^3/h	10.79 L/min
二氧化碳注入量/速度	300～370 Nm^3/h	1.81 L/min
多元热流体注入温度	200℃	200℃

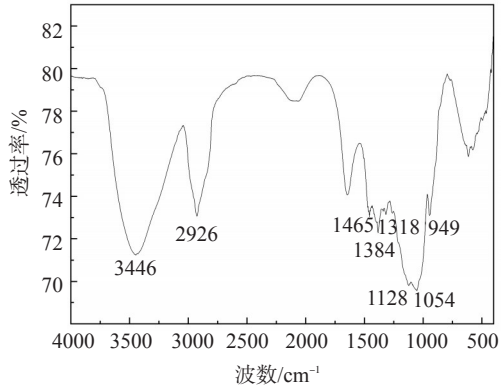


图3 温敏凝胶的红外光谱图

2.2 温敏凝胶的基本性能

2.2.1 温敏凝胶的黏度

不同温度下，不同质量分数的温敏凝胶溶液的黏度如表2所示。从表2可以看出，在一定温度下，随着质量分数的增加，温敏溶胶溶液的黏度大幅度升高。随着温度的升高，温敏凝胶溶液黏度先逐渐降低，但是当温度超过70℃后温敏凝胶溶液黏度逐渐增大，而当温度达到80℃时，温敏凝胶溶液形成不可流动、强度很大的凝胶，可以有效封堵热采过

程中的油藏窜流通道。温度升高使得分子间作用力减弱，导致聚合物溶液黏度降低；随温度逐渐升高，温敏凝胶分子链上亲水基团与水分子之间的氢键断键，水分子不断从温敏凝胶上脱离下来，导致温敏凝胶疏水基团发生疏水缔合作用，逐渐形成三维网状结构，导致黏度增加。

表 2　不同温度下不同浓度温敏凝胶溶液的黏度

温度/℃	不同质量分数的温敏凝胶溶液的黏度/(mPa·s)		
	1.0%	1.5%	2.0%
40	92.61	313.7	978
50	69.36	242.9	648
60	48.98	169.5	387
70	26.86	77.32	828
75	57.32	96.43	1356
80	>30000	>30000	>30000

2.2.2　温敏凝胶的耐盐能力

分别用含 1000 mg/L 的 Ca^{2+} 的水溶液、1000 mg/L 的 Mg^{2+} 的水溶液和 50000 mg/L 的氯化钠溶液配制质量分数为 1.5% 的温敏凝胶溶液，在 80℃下均能成胶，在比色管和广口瓶中均可倒立不流动，呈白色不透明果冻状态，说明该温敏凝胶对矿化度具有较好的耐受性，适合不同矿化度的油藏。

2.2.3　温敏凝胶的封堵能力

通过填砂管测定温敏凝胶的封堵能力。该填砂管在 80℃下水测渗透率为 1.59 μm²，注入温敏凝胶，在 80℃下成胶后水驱 1.0 PV 的渗透为 0.0040 μm²，封堵率为 99.74%，说明该温敏凝胶具有很高的封堵强度，在热采条件下能够有效封堵窜流通道。

2.2.4　温敏凝胶的封堵有效期

对温敏凝胶封堵后的填砂管进行高强度水驱（注入速率 40 mL/min）后，填砂管的渗透率变化情况见表 3。从表 3 可以看出，经过 40 mL/min 的高强度水驱 30 PV 后，填砂管渗透率保持率为 95.28%，说明温敏凝胶在岩心上的吸附性强，耐水驱冲刷性强，封堵有效期长。

表 3　温敏凝胶封堵有效

驱替阶段	渗透率/μm²	渗透率保持率/%
10 PV	0.013	99.18
20 PV	0.045	97.17
30 PV	0.075	95.28
40 PV	0.460	71.07
50 PV	1.380	13.21

2.3　二维物理模拟实验

2.3.1　注采动态分析

模拟实验的动态生产特征如图 4 所示。从图 4 可以看出，随着多元热流体的不断注入，注入压力和含水率迅速上升后进入平稳阶段。当注入量达到 1.0 PV 后含水率继续上升，注入压力逐渐下降，当注入量达到 1.41 PV 时，含水率上升至 98%，气体从生产井采出，此时的采收率达到 36.1%。注入温敏凝胶后再注多元热流体，含水率先略有降低后逐渐上升，而注入压力与之相反，先有所上升后逐渐降低，生产井的产出液含水率从 98.0% 降低至 92.1%。当含水率上升至 98%，气体再次从生产井采出，发生气窜，此时采收率为 45.3%。实验结果说明温敏凝胶的注入使得气窜情况得到了改善，扩大了多元热流体的波及体积，使采收率提高了 9.2%。

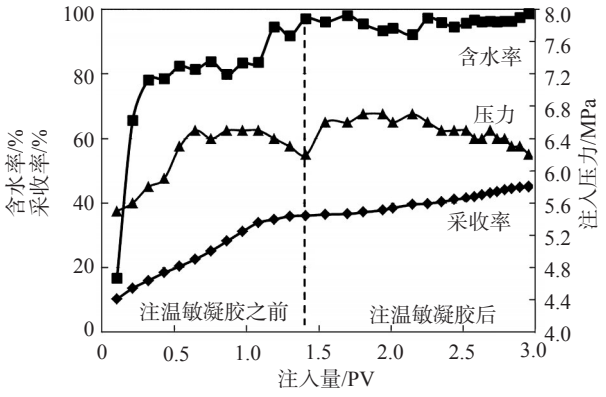


图 4　含水率、采收率、注入压力随注入量变化的关系

2.3.2　温度场分析

通过对模型内部的各温度测点数据进行后续处理，可以得到不同时刻的模型温度场图。由于多元热流体的温度远高于模型内介质的温度，多元热流体所波及到的介质会被加热，因此通过模型内温度场的变化可以分析多元热流体所波及的范围。

多元热流体注入阶段的温度场变化如图 5 所示。从图 5 可以看出，该水平井注入多元热流体后，热流体先从水平井跟部位进入模型，随着多元热流体的不断注入，加热范围逐渐向生产井延伸，水平井段的出气范围也逐渐增大。注入 45 min 后气体从生产井采出，注入井和生产井连通，发生了严重

的气窜，此时的采收率基本不再增加，生产井的含水率达到了98.0%。

注入温敏凝胶后再注入多元热流体的温度场变化如图6所示。可以看出，注入温敏凝胶后，注入多元热流体的开始阶段，水平井出气井段的长度较之前有所增加，约有二分之一的井段出气。原来的

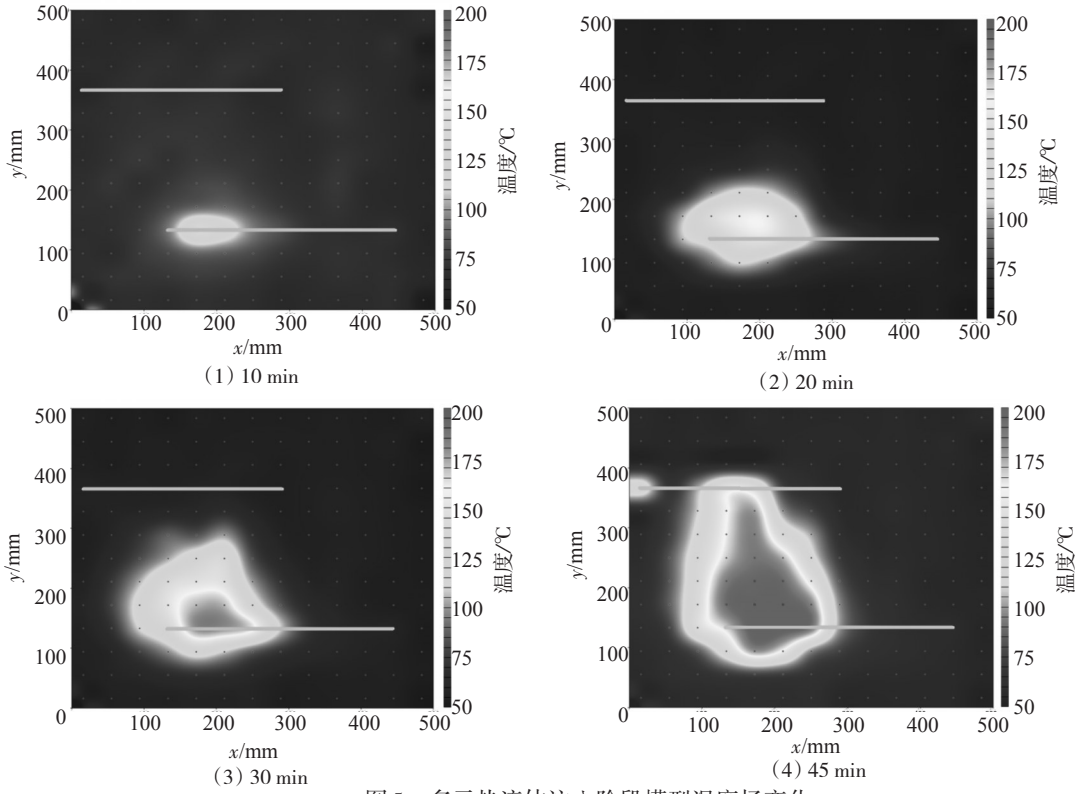


图5 多元热流体注入阶段模型温度场变化

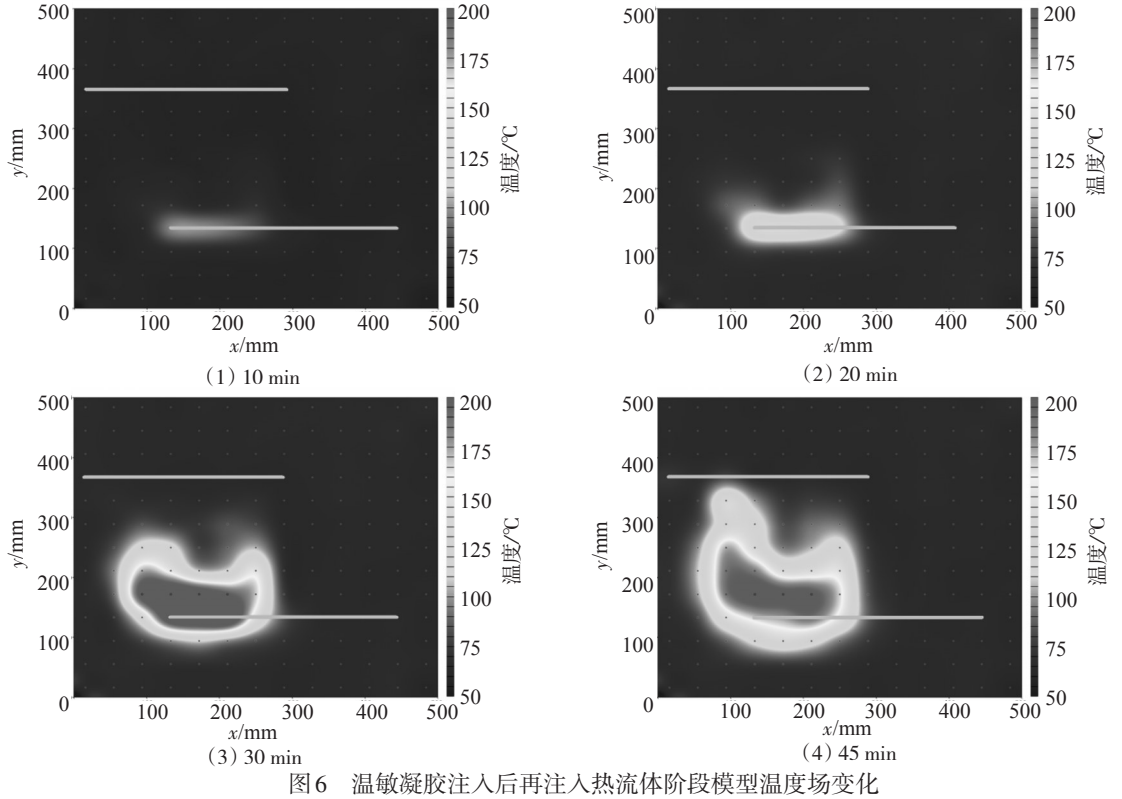


图6 温敏凝胶注入后再注入热流体阶段模型温度场变化

气窜通道由于被温敏凝胶所封堵，多元热流体沿原气窜通道两侧绕流，从而扩大了波及范围。这说明温敏凝胶注入地层后优先进入高渗通道[13]，当注入多元热流体时，温敏凝胶被加热后成胶，起了封堵高渗通道、防止气窜的作用。

3　矿场应用情况

温敏凝胶封堵气窜技术在南堡35-2油田对应的某吞吐井上进行了应用。该吞吐井位于渤海南堡油田南区，处于油藏高部位，距离边底水较远，垂深946 m，油藏厚度6 m，平均渗透率4564.4×10^{-3} μm^2，平均孔隙度35.1%，储集空间以原生粒间孔为主，局部发育有溶孔，颗粒间为点状接触，孔隙式胶结，孔隙连通性较好。该吞吐井的邻井为一口水平井，水平段与该井接近平行，井距250 m。该吞吐井在第二轮吞吐注热期间即发生了气窜，周期累产油量相比第一轮减少了近1.5万方，邻井日产气量4000～5000 Nm^3/d，因产气量过大导致电潜泵气锁，被迫关井。

在第三轮注多元热流体前，向该井注入了250 m^3的质量分数1.5%的温敏凝胶，然后注多元热流体。在25 d的注多元热流体作业期间，该井未发生气窜，注入压力比原来提高2.0 MPa，邻井产气量未见明显上升，生产未受到影响。说明温敏凝胶完全封堵住了前两轮次注多元热流体期间形成的窜流通道，调整了地层的吸汽剖面。

目前海上通过热采开发的稠油油田有南堡35-2油田和旅大27-2油田，两个油田的热采井在吞吐阶段均出现了不同程度的气窜，计划下一步转为蒸汽驱方式开发。另有两个新的稠油油田也计划采用热采方式开发。海上强注强采的开采方式和高孔高渗的油藏特性决定了海上稠油油田注热开采容易发生气窜，因此温敏凝胶封堵气窜技术在海上的应用前景广阔。

4　结论

用精制棉花纤维制备的温敏凝胶，在成胶温度80℃时可形成不可流动、强度很大的凝胶，具有较好的耐盐性能。温敏凝胶具有较好的封堵性能。

温敏凝胶注入地层后优先进入高渗通道，注入多元热流体时，温敏凝胶被加热成胶，起到了很好的封堵高渗通道作用，多元热流体被迫沿原高渗通道两侧绕流，扩大了波及体积，有效延缓了气窜的时间。

南堡35-2油田矿场应用表明，温敏凝胶封堵住了前两轮次注多元热流体期间形成的窜流通道，有效延缓气窜的发生，整个注多元热流体期间周围邻井生产未受到影响。

参考文献：

[1] 喻贵民. 多元热流体热采技术与实践[M]. 中国石化出版社，2015：5-10.

[2] 刘东，胡廷惠，潘广明，等. 海上多元热流体吞吐与蒸汽吞吐开采效果对比[J]. 特种油气藏，2015，22(4)：118-120.

[3] 张风义，许万坤，吴婷婷，等. 海上多元热流体吞吐提高采收率机理及油藏适应性研究[J].油气地质与采收率，2014，21(4)：75-78.

[4] 汪成，孙永涛，王少华，等. 温敏凝胶封窜辅助多元热流体吞吐研究与应用[J]. 油田化学，2018，35(1)：109-113.

[5] 陈莉.智能高分子材料[M]. 北京：化学工程出版社，2005：1-8.

[6] ESON R L, COOKE R W. A successful high-temperature gel system to reduce steam channeling[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, D.C., 1992-10-04.

[7] ESEN A, BEKTUROV VERA A. Swelling behavior of a non-ionic poly (*N*-vinyl-2-pyrrolidone) gel in a linear poly (acrylic acid) solution [J]. Micromoles Chem, 1999, 200(2): 431-435.

[8] 姚志强. 热敏(可逆)凝胶METKA体系暂堵封窜调剖先导试验研究[J]. 采油工程，2012，2(3)：19-24.

[9] YU H, LI L, ZHENG J, et al. New method of steam channeling plugging in horizontal wells of heavy oil steam stimulation[C]// SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference. Lima, Peru, 2016-10-19.

[10] 耿鲁营. 温敏凝胶暂堵体系的研究与应用[C]//胜利油田北区堵水调剖技术研讨会.山东 济南，2012-11-20.

[11] 冯祥，宫汝祥，王莉. 温敏凝胶辅助多元热流体防窜机理及在渤海油田的应用[J]. 石油地质与工程，2019，33(1)：108-111.

[12] 赵贲. 热致可逆水基凝胶调剖封窜剂及其先导性现场试验[J]. 油田化学，2008，25(3)：214-217.

[13] 吴正彬，庞占喜，刘慧卿，等. 稠油油藏高温凝胶改善蒸汽驱开发效果可视化实验[J]. 石油学报，2015，36(11)：1421-1426.

Experimental Research on the Control of Gas Channeling by Thermo-sensitive Gel on Offshore Heavy Oil

SUN Yongtao[1,2], LI Zhaomin[1], LIN Tao[2], SUN Yubao[2], LIU Haitao[2], LIN Tao[2], SONG Hongzhi[2], LI Songyan[1]

(*1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, P R of China; 2. COSL Production Optimization Division, Tanggu, Tianjin 300459, P R of China*)

Abstract: In order to resolve the problem of gas channeling in offshore horizontal wells during multi-component thermal fluid (MCTF) huff and puff, a thermo-sensitive gel (TSG) was prepared using the refined cotton, propylene oxide and methyl chloride as main raw materials, and the viscosity, salt resistance, plugging properties and effective period of the TSG was evaluated and an experiment simulating the plugging effect of the TSG was conducted using a large two-dimensional physical modeling system. The results showed that with the increase of temperature, the viscosity of the TSG solution decreased gradually, but increased when the temperature exceeded 70℃. TSG solution formed a non-flowable and strong gel when the temperature reached up to 80℃. The TSG had good salt resistance, as 1.5% TSG solution prepared with 1000 mg/L Ca^{2+} aqueous solution, 1000 mg/L Mg^{2+} aqueous solution or 50,000 mg/L sodium chloride solution could become gel at the temperature of 80℃. The plugging rate of TSG was tested to be 99.74% using a sand packed tube, as the permeability of the sand packed tube was 1.59 μm^2 before TSG injection and turned out to be 0.004 μm^2 after TSG injection at 80℃ followed by 1.0 PV water drive. The permeability retention rate of the sand packed was 95.28% after 30 PV water drive at a rate of 40 mL/min, indicating that the TSG had a strong plugging strength and a long effective-period. The result of simulation experiment showed that TSG solution tended to enter and plug the high permeability channel, then it gelled under the heating effect of MCTF injected later, which inhibited the occurrence of gas channeling. MCTF was forced to bypass the high permeability channel plugged by the TSG, which expanded sweep area and improved oil recovery from 36.1% to 45.3%. Field application in NB35-2 showed that the injected TSG had plugged the high permeability channel formed in the first two rounds of huff and puff, and the connected well was not affected during the whole injection stage of 25 days, and injecting pressure increased by 2 MPa.

Keywords: *offshore oilfield; thermo-sensitive gel; gas channeling; MCTF; two-dimensional physical simulation*