油田化学品与油品添加剂

含油污泥凝胶体系的研制及性能评价

孙　新[1]，姜许健[2]，杨小华[2]，康传宏[1]，李彬儒[1]，郭继香[1*]

〔1. 中国石油大学（北京）非常规油气科学技术研究院，北京　102249；2. 中国石油塔里木油田分公司 东河油气开发部，新疆 库尔勒　841000〕

摘要：哈拉哈塘油田具有高温高盐的特点，常规调剖剂应用困难。通过改善含油污泥性质及选择匹配的聚丙烯酰胺，开发了耐温耐盐含油污泥凝胶体系，可用于高温高盐油藏调剖堵水。优化配方组成为：20%含油污泥+0.8%非离子型耐高温聚丙烯酰胺 NWX-1+0.2%酚醛树脂+5%改性聚合单体（2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸）+0.01%引发剂（过硫酸钾）+0.5%增强剂（未改性亲水蒙脱土），其中百分数为质量分数。对含油污泥凝胶体系的耐温耐盐性能、结构、流变性和突破压力进行了评价。结果表明，含油污泥凝胶体系成胶时间在 1.6 h 以上可控，其显示出致密三维网状结构，强度可达到 I 级，突破压力可达 3223 kPa/m。增强剂可有效提升含油污泥凝胶体系的黏弹性模量，蠕变后可回复。

关键词：含油污泥；调剖剂；微观结构；流变性；突破压力；油田化学品

中图分类号：TE39　　**文献标识码：**A　　**文章编号：**1003-5214 (2023) 01-0200-07

Development and performance evaluation of gel plugging system for oily sludge

SUN Xin[1], JIANG Xujian[2], YANG Xiaohua[2], KANG Chuanhong[1], LI Binru[1], GUO Jixiang[1*]

（1. *Institute of Unconventional Oil and Gas Science and Technology, China University of Petroleum, Beijing* 102249, *China*; 2. *Donghe Oil and Gas Development Department, Tarim Oilfield Company, CNPC., Korla* 841000, *Xinjiang, China*）

Abstract: The application of conventional profile control agent for Halahatang oilfield, characterized by high temperature and high salinity, is not practical. Herein, profile control agent of heat and salt resistant gel for oily sludge was developed by improving the properties of oily sludge and selecting the matching polyacrylamide. The optimized formula was as follows: 20% oil sludge + 0.8% nonionic high temperature resistant polyacrylamide NWX-1 + 0.2% phenolic resin + 5% modified polymer monomer (2-acrylamide-2-methylpropanesulfonic acid) + 0.01% initiator (potassium persulfate) + 0.5% enhancer (unmodified hydrophilic montmorillonite), of which the percentage represented mass fraction. The temperature and salt resistant properties, structure, rheological property and breakthrough pressure of the developed gel plugging system for oily sludge were then evaluated. The results showed that the system displayed controllable gelation time above 1.6 h, exhibited a dense three-dimensional network structure of improved the strength up to I grade with a breakthrough pressure up to 3223 kPa/m. The enhancer used in the system could effectively improve the viscoelastic modulus of the gel, and the system could recover upon release from creep test.

Key words: oily sludge; profile control agents; microstructure; rheological property; breaking through pressure; oil field chemicals

哈拉哈塘油田位于塔里木盆地边缘，为典型的碳酸盐岩油藏，具有高温（140 ℃）高盐（矿化度 2.11×10^5 mg/L）的特点，经过长期水驱开采后，油井含水率急剧上升，已进入高含水开发阶段，且产

收稿日期：2022-03-30; **定用日期：**2022-07-22; **DOI:** 10.13550/j.jxhg.20220297

基金项目：中石化科技攻关项目（P19018-2）

作者简介：孙　新（1995—），男，硕士生，E-mail：sunxincup@163.com。**联系人：**郭继香（1965—），女，教授，E-mail：guojx002@163.com。

生大量含油污泥。

调剖堵水技术是提高采收率的关键，目前，调剖堵水剂种类繁多，常用的有泡沫类、水泥类、颗粒类、树脂类、沉淀无机盐类、聚合物凝胶类等[1-3]，基本能满足常规油藏的堵水需求。但传统的调剖堵水剂具有难以适应油藏高温高盐环境、见效慢、有效期短、成本高、易造成储层伤害的缺点[4-6]，无法满足油田调剖堵水要求，亟需研究出耐高温耐盐的高效调剖剂。含油污泥具有耐温耐盐、耐剪切性，与地层有良好配伍性的特点，被应用于调剖堵水，成为专家学者研究的热点，辽河、中原、长庆等油田均已开展相应研究及应用[7-12]。黄战卫[13]通过在含油污泥中加入新型乳液聚合物、交联剂，制备了含油污泥凝胶调堵剂，具有耐剪切性、优异的封堵性能，但其仅适用于 100 ℃以下油藏，具有一定局限性。陈思雅等[14]通过对分散剂、悬浮剂、交联剂等进行筛选得到了含油污泥调堵体系，进行现场实验后，油井注入压力升高，含水率降低，但使用金属离子交联剂成胶时间短，难以进行深部调剖。

针对哈拉哈塘油田的油藏特点，本文在未处理含油污泥中加入地层水和非离子型耐高温聚丙烯酰胺 NWX-1 得到含油污泥聚合物基液，再加入改性单体，来增强体系的耐温耐盐性能，最后加入交联剂、引发剂、增强剂得到耐温耐盐含油污泥凝胶体系新配方。耐高温聚合物与交联剂发生交联反应形成凝胶的三维网状结构，剩余的游离改性单体在引发剂的作用下先发生聚合反应，后发生交联反应，使凝胶的网状交联结构更加密集，最后使用增强剂提升凝胶体系的成胶强度。该体系的研制对哈拉哈塘油田提高水驱采收率、持续稳产具有重大的意义。

1　实验部分

1.1　试剂与仪器

哈拉哈塘油田含油污泥；非离子型耐高温聚丙烯酰胺 NWX-1，相对分子质量 6.0×10^6，工业级，河南天恒净水材料有限公司；酚醛树脂，相对分子质量 134，工业级，广州翔博生物科技有限公司；2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸（AMPS）、过硫酸钾，分析纯，上海麦克林生化科技有限公司；325 目未改性亲水蒙脱土，工业级，江苏天行新材料有限公司；实验用水为哈拉哈塘油田地层水，矿化度为 2.11×10^5 mg/L，地层水主要离子组成如表 1 所示。

表 1　地层水离子组成

Table 1　Formation water ion composition

离子	Na^+	K^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	SO_4^{2-}	Cl^-	HCO^{3-}
质量浓度/（mg/L）	34400	1540	9120	454	188	104000	313

地层水通过井筒进入地面输送装置，进入联合站进行简单处理，作为油田注入用水等。本研究使用的哈拉哈塘油田地层水取自联合站经过简单过滤处理后的外输水。

JJ-1A 型数显增力电动搅拌器，常州市西城新锐仪器厂；FTIR-560 傅里叶变换红外光谱仪，美国尼高力公司；HAAKE MARSⅢ型流变仪，德国 Thermo Fisher 公司；Quanta 200F 场发射环境扫描电子显微镜，荷兰 FEI 公司；Delsa Nano 激光粒度仪，济南微纳科技有限公司；突破压力评价装置[15]，自主研发（见图 1）；2PB00C 往复柱塞平流泵，北京卫星制造厂；M352996 岩芯驱替装置，江苏海安科研仪器有限公司；FD-1A-50 冷冻干燥机，北京博医康实验仪器有限公司；50 mL 定制安瓿瓶，北京玻璃仪器厂。

1.2　实验方法

1.2.1　含油污泥组分分析方法

含油污泥含水率根据 GB/T 8929—2006 进行测定。含油率的测定采用索氏提取法，脱水后的含油污泥利用索氏提取器进行循环提取，溶剂采用二甲苯，直至虹吸管液体呈现无色透明。含油率（%）按式（1）进行计算：

$$含油率/\% = (m_2 - m_3)/m_1 \times 100 \qquad (1)$$

式中：m_1 为含油污泥总质量，g；m_2 为脱水含油污泥的质量，g；m_3 为脱水脱油含油污泥的质量，g。

固含量按式（2）进行计算：

$$固含量/\% = 100\% - 含水率 - 含油率 \qquad (2)$$

用去离子水将脱水脱油后的含油污泥泥质颗粒配制成质量分数为 1%的悬浮液，采用激光粒度仪对含油污泥泥质颗粒粒径大小及粒径分布进行测试。

1.2.2　含油污泥凝胶体系静态性能评价

1.2.2.1　含油污泥凝胶体系配制方法

聚丙烯酰胺基液的配制：称取 97 g 油田地层水，放入烧杯中利用数显增力电动搅拌器搅拌，同时缓慢加入 3 g 非离子型耐高温聚丙烯酰胺 NWX-1，防止因加入太快而产生鱼眼现象。搅拌 2 h 后用保鲜膜密封，在室温下熟化 24 h 待用。

称取 47.59 g 油田地层水，依次加入含油污泥 20 g（质量分数为 20%）、AMPS 5 g（质量分数为 5%），搅拌至单体溶解后，维持搅拌状态同时缓慢加入上述聚丙烯酰胺基液 26.7 g（质量分数为 0.8%）、交联剂酚醛树脂 0.2 g（质量分数为 0.2%）、增强剂 325 目未改性亲水蒙脱土 0.5 g（质量分数为 0.5%），最后加入引发剂过硫酸钾 0.01 g（质量分数为 0.01%），搅拌均匀得到含油污泥凝胶体系。

1.2.2.2　成胶情况评价

目前，国内外对凝胶体系的成胶情况最直观的评价方法是目测代码法，其可以简单、快捷地评价凝胶的强度。该方法将凝胶强度划分为 A~J 10 个等级，见表 2，强度依次升高[16]。将新配制的含油污泥凝胶体系胶液 20 mL 放入到 50 mL 安瓿瓶中，再进行抽真空操作，最后利用酒精喷灯封口，放入 140 ℃烘箱进行成胶。每隔 1 h 取出安瓿瓶进行倒置，观察并记录凝胶成胶情况。

表 2　凝胶强度代码标准

Table 2　Code standards for gel strength

代码	凝胶名称	强度描述
A	非探测凝胶	体系黏度与聚合物黏度相当
B	高流动性凝胶	体系黏度略高于聚合物溶液黏度
C	流动性凝胶	翻转瓶时绝大部分凝胶可流动到瓶的另一端
D	中等流动凝胶	翻转瓶时少部分（体积分数<15%）流到另一端，呈舌型
E	几乎不流动凝胶	翻转时流动缓慢，大部分（体积分数>15%）不具流动性
F	高形变不流动凝胶	凝胶在翻转玻璃瓶时不能流到瓶口
G	中等不流动凝胶	翻转时只能流到玻璃瓶的中部
H	轻微不流动凝胶	翻转时，只有凝胶表面发生形变
I	刚性凝胶	翻转时，凝胶表面不发生形变
J	振铃凝胶	摇动玻璃瓶时，听到音叉般的机械振动

1.2.2.3　耐温耐盐性能测试

使用哈拉哈塘油田地层水配制含油污泥凝胶体系，放入特制安瓿瓶中，经过抽真空后放入 140 ℃烘箱中进行成胶，每 24 h 取出安瓿瓶观察并记录含油污泥凝胶体系的成胶强度以及脱水情况。评价其耐温耐盐性，持续观察时间≥90 d，为实际地层条件下凝胶体系成胶情况提供参考。

1.2.3　含油污泥凝胶体系结构测试

FTIR 测试：使用 FTIR 测试含油污泥凝胶结构时，使用冷冻干燥后的凝胶体系样品，温度设为–50 ℃，干燥时间 24 h，以避免凝胶中的水分子对测试结果的影响。SEM 测试：将成胶后的含油污泥凝胶体系样品从安瓿瓶取出，放入培养皿，在冷冻干燥机中进行真空干燥处理，温度设为–50 ℃，真空度维持在 1.3~13 Pa，干燥时间 24 h。干燥后的样品进行喷金处理，采用场发射环境扫描电子显微镜观察凝胶样品的微观结构和形貌特征，并根据实际需求选择合适的放大倍数对样品进行观测，并拍照记录。

1.2.4　含油污泥凝胶体系应用性能评价

1.2.4.1　流变性能评价

采用流变仪对体系的流变性能进行测定。流变仪的密闭系统可测定连续升温条件下体系黏度的变化，确定体系成胶时间。通过测定含油污泥凝胶加入增强剂前后的弹性模量（G'）和黏性模量（G''），可分别用于评价凝胶的强度和黏性。蠕变-回复性能测试选用蠕变/回复模式，蠕变时间为 100 s，回复时间为 100 s，根据不同凝胶设置不同应力（一般选用 40 Pa）。

1.2.4.2　突破压力评价

通过改造现场油管制作了高温高压凝胶强度评价装置，通过压力传感器测定压力变化，可评价凝胶体系的突破压力。具体方法为：将配制好的含油污泥凝胶体系胶液注入不锈钢管中，封闭不锈钢管两端，抽真空后放入 140 ℃烘箱成胶。成胶后打开钢管两端，一端利用平流泵以 0.2 mL/min（注入速度来源于现场注入要求，结合室内实验进行了微调）流量注水，入口端连接的压力传感器实时记录压力值变化，通过压力传感器工作站输入电脑。凝胶被水推出不锈钢管时压力骤降，压力峰值即为凝胶样品的突破压力。

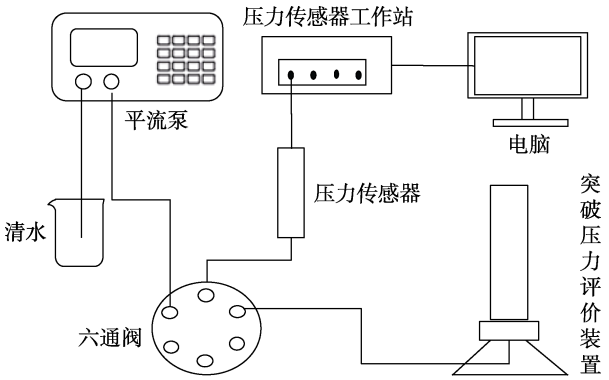

图 1　自制突破压力评价装置

Fig. 1　Self-made breakthrough pressure evaluation device

2　结果与讨论

2.1　含油污泥组分分析

哈拉哈塘含油污泥样品为黑色黏稠状，室温下摇匀可流动，主要包含水、原油和固体颗粒。通过蒸馏法测得其含水率为 41.7%，用索氏提取法测得含油率为 39.2%，最后得到固含量为 19.1%。将脱水脱油得到的泥质固体颗粒采用激光粒度仪进行分析，得出颗粒粒径大小及其分布如图 2 所示。如图 2 所示，泥质颗粒的粒径主要集中在 700~850 nm 之间，其百分比为 70%以上。含油污泥泥质颗粒填充在凝胶中，可以更加有效地封堵水流优势通道，提升体系的封堵效果。

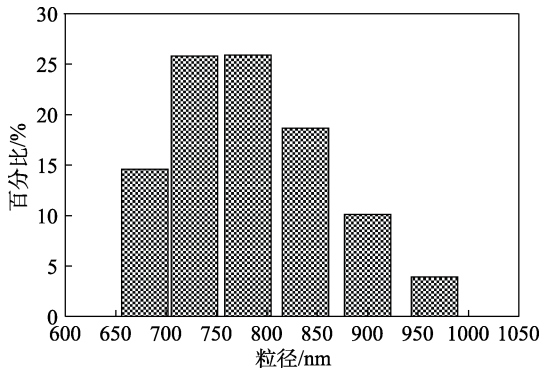

图 2　含油污泥泥质颗粒粒径分布图

Fig. 2　Particle size distribution of argillaceous particles in oily sludge

2.2　含油污泥凝胶体系配方优选

2.2.1　改性聚合单体（AMPS）质量分数优选

常规的凝胶体系难以达到耐温耐盐的要求，在体系中引入 AMPS，形成的共聚物具有较强的分子间作用力，相互交联形成更加稳定的结构，可明显增强凝胶体系的耐温耐盐性。保持体系其余组分质量分数不变，改变 AMPS 质量分数（3%~8%），并用地层水调节质量分数。在高温高矿化度条件下观察成胶情况。当 AMPS 质量分数<5%时，体系可以成胶，成胶强度为 I 级，但后期存在脱水现象，当 AMPS 质量分数≥5%时，体系未脱水，且成胶强度达到 I 级。造成这一现象的原因是，AMPS 的加入可与地层水中的 Ca^{2+}和 Mg^{2+}发生反应，从而降低了 Ca^{2+}和 Mg^{2+}与聚丙烯酰胺接触的几率，从而可以提高体系整体耐盐性能。但当质量分数较低时，AMPS 不能充分与 Ca^{2+}和 Mg^{2+}发生反应，使 Ca^{2+}和 Mg^{2+}与聚丙烯酰胺发生反应，降低凝胶三维网状结构锁水能力，同时聚合反应受限，从而造成长时间高温后凝胶脱水。为保证体系耐盐效果可确定 AMPS 质量分数为 5%。

表 3　不同 AMPS 质量分数下体系的成胶情况

Table 3　Gelation of the system under different AMPS mass fractions

质量分数/%	不同时间的成胶强度/级		
	1 h	6 h	12 h
3	B	I	I（脱水）
4	B	I	I（脱水）
5	B	I	I
6	C	I	I
7	C	I	I
8	C	I	I

2.2.2　交联剂质量分数优选

交联剂是凝胶体系成胶的关键，可使聚丙烯酰胺形成凝胶。交联剂质量分数与含油污泥凝胶体系强度息息相关，交联剂过量会使体系过度交联，交联剂加入量不足会使体系松散，成胶强度低[17-19]。保持体系其余组分质量分数不变，改变交联剂质量分数（0.1%~0.5%），并用地层水调节质量分数。在高温下成胶，观察成胶情况。交联剂质量分数为 0.1%时，体系强度为 B 级，交联剂质量分数为 0.2%时，体系强度可达到 I 级。随着交联剂质量分数的升高，体系成胶强度均可达到 I 级，但当交联剂质量分数>0.4%时，后期观察到脱水现象。原因是交联剂过高的质量分数会使聚丙烯酰胺分子链过度交联，形成的三维网状结构过度致密，锁水量降低，从而使凝胶高温后易脱水，所以选择交联剂质量分数为 0.2%。

表 4　不同交联剂质量分数下体系成胶情况

Table 4　Gelation of the system under different mass fractions of crosslinker

质量分数/%	不同时间成胶强度/级		
	1 h	6 h	12 h
0.1	B	B	B
0.2	B	I	I
0.3	B	I	I
0.4	C	I	I（脱水）
0.5	C	I（脱水）	I（脱水）

2.2.3　引发剂质量分数优选

引发剂的质量分数对单体的聚合反应速率影响较大。保持体系其余组分质量分数不变，改变引发剂质量分数，并用地层水调节质量分数。采用流变仪的密闭系统对加入不同质量分数引发剂的体系黏度进行测定，体系黏度上升的拐点即为成胶开始时间。温度变化区间为 30~140 ℃，测得的引发剂质量分数对成胶时间的影响结果如图 3 所示。

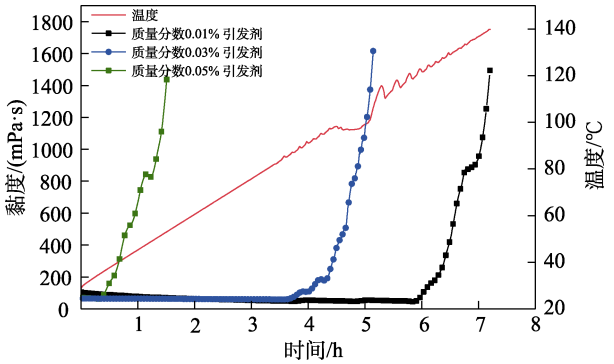

图 3　连续升温条件下不同引发剂质量分数体系黏度-时间变化曲线

Fig. 3　Viscosity-time variation curves of different initiator mass fraction systems under continuous heating

如图 3 所示，提升引发剂质量分数会明显缩短

体系成胶时间，引发剂质量分数为 0.05%时，成胶时间为 1.6 h，体系成胶过快，随着引发剂质量分数的降低，成胶时间延长，可结合现场实际情况，选择适当的引发剂质量分数。

2.3　耐温耐盐性能评价

采用哈拉哈塘油田地层水配制含油污泥凝胶体系，测得其矿化度为 2.11×10^5 mg/L。体系在配制完成时呈现黑色低黏度可流动的液体状态，在 140 ℃高温条件下成胶，分别在 30、90、120、270 d 取出安瓿瓶观察体系成胶情况，结果如图 4 所示。

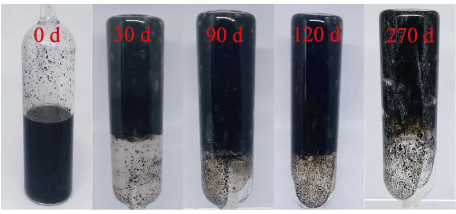

图 4　含油污泥凝胶体系成胶效果（140 ℃）

Fig. 4　Gelation effect of oily sludge gel system (140 ℃)

如图 4 所示，该体系长期处于高温条件下进行老化，仍呈现出凝胶的固体状态，且未发生降解或脱水现象，强度保持在 I 级。结果证明，该体系具有优异的耐温耐盐性能，可在高温高盐油藏中形成长期有效的封堵。

2.4　FTIR 分析

含油污泥凝胶体系可选择性地吸收某些波长的红外光，从而引起分子中的振动能级和转动能级的跃迁，可用于分析凝胶体系的结构。对配方优化后的含油污泥凝胶体系进行 FTIR 测试，结果见图 5。

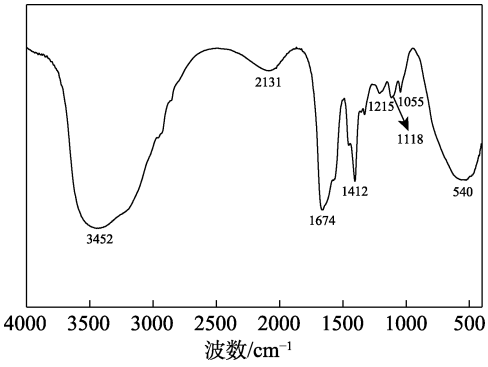

图 5　含油污泥凝胶体系的 FTIR 谱图

Fig. 5　FTIR spectrum of gel system of oily sludge

如图 5 所示，在 3452 cm^{-1} 处比较宽的吸收峰是由聚丙烯酰胺中 N—H 键的伸缩振动引起的；在 2131 cm^{-1} 处产生的吸收峰是由聚丙烯酰胺的酰胺基团—$CONH_2$ 与交联剂的羟甲基—CH_2OH 交联后生成的—CH_2—NH—CO—键的反对称伸缩振动引起的；1674、1215 cm^{-1} 处为羧基的对称和反对称伸缩振动吸收峰；1412 cm^{-1} 处为聚丙烯酰胺主链上—CH_2—键的弯曲振动吸收峰；1118、1055 cm^{-1} 处则为单体聚合后聚合物链上—SO_3^-的对称和不对称伸缩振动吸收峰；540 cm^{-1} 处为聚丙烯酰胺中 C═C 键上 C—H 键的面外弯曲振动峰。FTIR 谱图出现了交联后生成键的吸收峰和单体聚合后官能团的吸收峰，初步证实体系内部发生了交联反应和聚合反应。

2.5　微观结构分析

对配方优化后的含油污泥凝胶体系进行了微观结构观察，图 6 为含油污泥凝胶体系添加增强剂前后的 SEM 图。

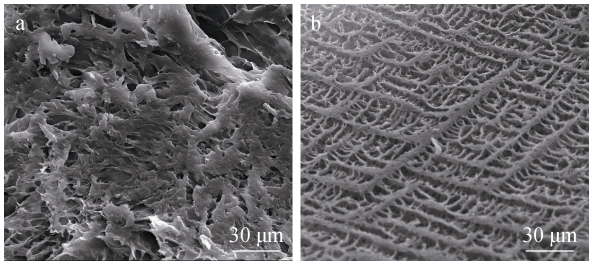

图 6　含油污泥凝胶体系未加增强剂（a）和添加增强剂（b）的 SEM 图

Fig. 6　SEM images of oily sludge gel system without reinforcing agent (a) and with reinforcing agent (b)

由图 6 可以明显看出，增强剂的加入使体系结构有较大改善。如图 6a 所示，未添加增强剂的体系内部只有少部分网状结构，整体呈现出较疏松的结构。如图 6b 所示，添加增强剂的体系内部形成相互交联的致密网状结构，可以牢固地支撑凝胶结构，相互交联的结构使体系不易被破坏，与未添加增强剂的体系相比，宏观上表现出体系具有更高的强度。

2.6　流变性能评价

2.6.1　增强剂对含油污泥体系黏弹性的影响

保持体系其余组分的最优化配比，仅改变增强剂的质量分数，配制了不同质量分数增强剂的凝胶样品，结果如图 7 和 8 所示。

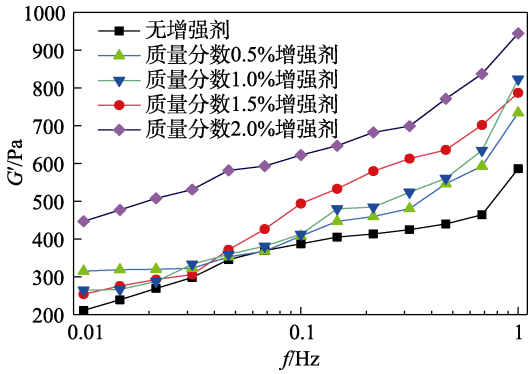

图 7　不同增强剂质量分数体系的 G'

Fig. 7　G' of systems with different mass fractions of reinforcers

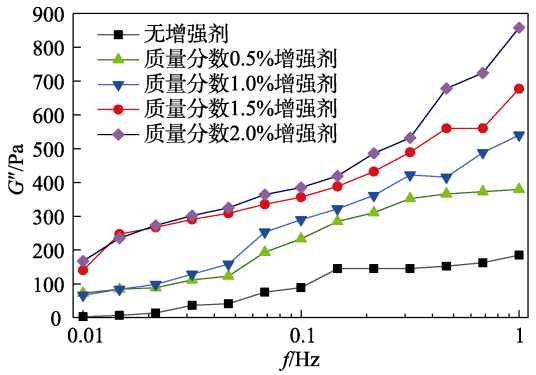

图 8　不同增强剂质量分数体系的 G''

Fig. 8　G'' of systems with different mass fractions of reinforcers

当剪切频率（f）= 0.1 Hz 时，由图 7 可知，无增强剂凝胶样品的 G'为 357 Pa，加入质量分数 2.0%增强剂的凝胶样品的 G'为 632 Pa；如图 8 所示，无增强剂凝胶样品的 G''为 88 Pa，加入 2.0%质量分数增强剂的凝胶样品的 G''为 385 Pa。G'的增加意味着增强剂可有效提升凝胶强度，从而使凝胶更具抗压能力，G''的增加有利于凝胶在水流优势通道中停留，具有更高的黏性，易于附着在岩石表面，从而具有更好的应用效果。还可以发现，增强剂质量分数的增加会使凝胶的 G'和 G''均增加。当 f =1 Hz 时，随着增强剂质量分数的升高，含油污泥凝胶体系黏性、弹性模量升高。当增强剂质量分数为 2.0%时，G'可达 944 Pa，G''可达 858 Pa，增强剂的加入使体系具有更强的抵抗变形和压缩的能力。

2.6.2　增强剂对凝胶体系蠕变-回复性的影响

蠕变-回复性表示一定应力下凝胶体系的黏性和弹性的响应。图 9 为凝胶体系中增强剂的质量分数对凝胶的蠕变-回复性能的影响。

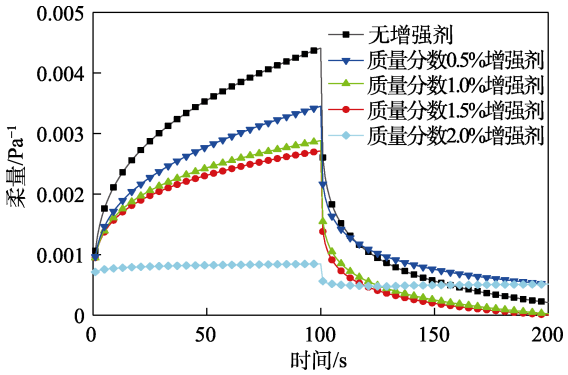

图 9　不同增强剂质量分数凝胶体系的蠕变-回复性

Fig. 9　Creep-recovery of gel systems with different reinforcer mass fractions

如图 9 所示，凝胶体系蠕变阶段（0~100 s），在受到应力作用下，柔量随着增强剂质量分数的升高而降低，在回复阶段（100~200 s），凝胶体系均可以完全回复。凝胶体系柔量越高，凝胶强度相对越低，所以，其在外力作用下柔量更高，且回复缓慢。当增强剂质量分数较高时，凝胶的强度更高，因此凝胶不易形变，变形后更易回复原状，接近于理想固体响应。结合现场实际需求，为使含油污泥凝胶体系在地层具有深部运移的能力，应降低增强剂质量分数；为改善水流优势通道可适当提高增强剂质量分数，从而使含油污泥凝胶体系具有更高强度，具有更好的封堵性。

2.7　突破压力评价

对配方优化后的含油污泥凝胶体系进行了突破压力实验，结果如图 10 所示。

图 10　含油污泥凝胶体系注水突破过程

Fig. 10　Water-flooding breakthrough process of oil-bearing sludge gel system

如图 10 所示，注入水从胶体内部以鼓泡形式流出，凝胶主体仍附着在钢管壁上，具有较强的黏附性，可在地层岩石缝隙中稳定存在，起到堵水效果。

通过压力传感器工作站连接电脑，实时记录优化配方组成含油污泥凝胶体系〔20%含油污泥+0.8%非离子型耐高温聚丙烯酰胺 NWX-1+0.2%酚醛树脂+5%改性聚合单体（2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸）+0.01%引发剂（过硫酸钾）+0.5%增强剂（未改性亲水蒙脱土），其中百分数为质量分数〕的突破压力变化，绘制了时间-突破压力曲线，如图 11 所示。

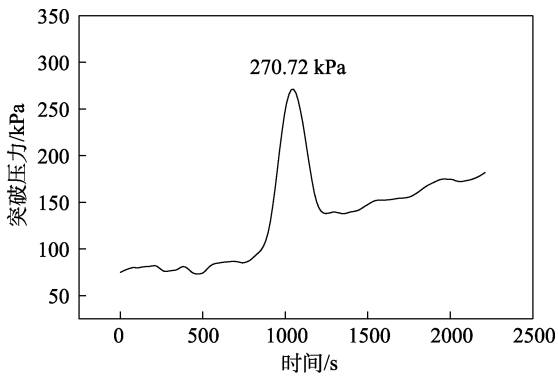

图 11　含油污泥凝胶体系突破压力曲线

Fig. 11　Breakthrough pressure curve of oily sludge gel system

如图 11 所示，当水突破凝胶时压力骤降，压力峰值为 270.72 kPa。通过测量钢管内凝胶长度为 8.4 cm，则通过计算凝胶突破压力为 3223 kPa/m。

不同胶体长度的含油污泥凝胶体系具有不同的突破压力，测定了同等温度下，不同胶体长度的含油污泥凝胶体系突破压力变化，在钢管中分别注入5、10、15、20、25 cm 的含油污泥凝胶液进行高温成胶，再进行注水突破，测定胶体长度与突破压力的关系，结果如图 12 所示。由图 12 可知，每个长度的胶体都有一个峰值，即为各自对应的突破压力。可明显看到，随着胶体长度的增加，突破压力也随之增大，两者存在线性关系。因此，可根据油田实际情况，注入相应的胶液量，满足不同条件下的突破压力要求，为油田现场应用提供指导。

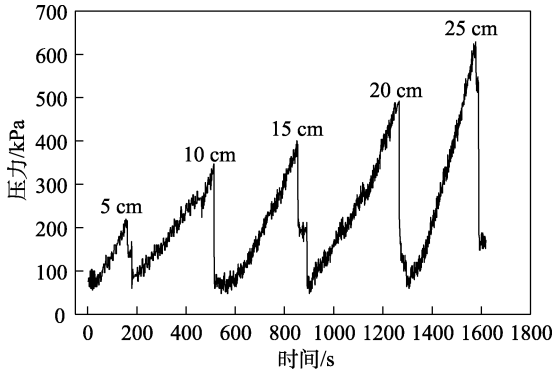

图 12　不同胶体长度体系突破压力梯度曲线

Fig. 12　Breakthrough pressure gradient curves of systems with different colloid lengths

3　结论

（1）针对哈拉哈塘油田高温高矿化度油藏高含水难题，研发了耐温 140 ℃、耐盐 2.11×10^5 mg/L 的含油污泥凝胶体系。通过对含油污泥进行组分分析，测得含水率 41.7%、含油率 39.2%、固含量 19.1%，可满足调剖应用要求。

（2）将脱水脱油得到的泥质颗粒进行分析，测得粒径集中在 700~850 nm 之间，占比 70%以上。颗粒可增强凝胶体系的应用效果，并且通过控制引发剂的质量分数可调整成胶时间，结合油藏实际条件，满足现场不同条件下的注入要求。通过耐温耐盐评价，该体系在 140 ℃下老化 270 d，仍可维持凝胶强度。

（3）通过 SEM 观察含油污泥凝胶体系微观结构可看出，增强剂的加入使体系的内部聚合物分子链相互交联，网状结构更加致密，从而表现出更高的强度。结合含油污泥凝胶体系的流变学性能评价，随着增强剂质量分数的升高，含油污泥凝胶体系黏弹性模量升高，当增强剂质量分数为 2.0%时，G' 可达 944 Pa，G''可达 858 Pa。增强剂的加入使体系具有更强的抵抗变形和压缩的能力。

（4）含油污泥凝胶体系突破压力评价表明，凝胶体系具有较强的耐压能力和黏附性，易于黏附在地层岩石表面，可在水流优势通道、高渗透层及大孔道起到较强的封堵效果，从而使注入水转向中低渗透层，提高原油采收率。

因此，耐温耐盐含油污泥凝胶体系的研制为高温高盐油藏提高采收率提供了新的思路，将在注水开发油田具有广阔的应用前景。

参考文献：

[1] GONG Q F (巩权峰), WEI X G (魏学刚), XIN D (辛懂). Research progress of water plugging profile control agent in oilfield[J]. Petrochemical Application (石油化工应用), 2021, 40(1): 10-13.

[2] ZHAO J (赵娟), KANG X D (康晓东), ZHANG J (张健). Research progress of profile control technology in domestic oilfield[J]. Metal Materials and Metallurgical Engineering (金属材料与冶金工程), 2012, 40(S1): 65-71.

[3] LIU Q H (刘清华), PEI H H (裴海华), WANG Y (王洋), *et al*. Research progress of high temperature profile control agent[J]. Oilfield Chemistry (油田化学), 2013, 30(1): 145-149.

[4] MENG X H (孟祥海), WANG N (王楠), LYU P (吕鹏), *et al*. Research on plugging and profile control effect of phenolic gel profile control agent[J]. Oilfield Chemistry (油田化学), 2021, 38(4): 642-646.

[5] YU H J (于洪江), GAO M H (高明慧), DU C B (杜春保), *et al*. Preparation and properties of flexible profile control agent based on waste rubber[J]. Applied Chemical Industry (应用化工), 2021, 50(11): 2985-2988.

[6] WU J W (武俊文), LIU B (刘斌), WANG H B (王海波), *et al*. Research progress of polymer plugging agent in high temperature and high salt reservoir[J]. Applied Chemical Industry (应用化工), 2021, 50(4): 1019-1025.

[7] GAO Q L (高琦琳), YOU Q (由庆), WANG G H (王国辉). Application of oil sludge in oil field of China[J]. Journal of Shengli College, China University of Petroleum (中国石油大学胜利学院学报), 2010, 24(1): 8-11.

[8] WANG Y S (王银生). Research on oil sludge treatment technology of the second oil production plant of Changqing oilfield[D]. Lanzhou: Lanzhou Jiaotong University (兰州交通大学), 2017.

[9] CHEN Z J (陈治军). Research and application of sludge profile control technology in injection well of Jinzhou oilfield[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry (内蒙古石油化工), 2010, 36(11): 92-95.

[10] WANG Z L (王占玲), JIN X C (金雪超), QU Z M (曲作明), *et al.* Low cost deep profile control technology of oily sludge[J]. Environmental Protection of Oil and Gas Fields (油气田环境保护), 2017, 27(2): 18-20.

[11] QI Y B (齐义彬), CAO M N (曹美娜), HUANG L X (黄立信), *et al.* Compatibility of microbial and weak gel compound oil flooding[J]. Journal of Oil (石油学报), 2015, 36(4): 490-495.

[12] WU Y (吴越), YANG T (杨涛), CHEN S J (陈世军), *et al.* Development of oil-sludge and weak gel composite profile control system[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition) (西安石油大学学报: 自然科学版), 2016, 31(4): 92-97.

[13] HUANG Z W (黄战卫). Research and application of profile control technology for oily sludge in Ansai oilfield[D]. Xi'an: Northwestern university (西北大学), 2018.

[14] CHEN S Y (陈思雅), SU G S (苏高申), CHEN Z G (陈志刚), *et al.* Development and application of produced sludge gel profile control system in Changqing oilfield[J]. Science Technology and Engineering (科学技术与工程), 2019, 19(33): 170-178.

[15] YANG R J (杨瑞杰), GUO J X (郭继香), ZHANG S L (张世岭), *et al*. Effect of nano-silica on properties of composite gel system[J]. Applied Chemical Industry (应用化工), 2020, 49(10): 2417-2420.

[16] FADIL N A, IRAWAN S, ISA N A M, *et al.* Gelation behavior of polyacrylamide reinforced with nano-silica for water shutoff treatment in oil field[J]. Solid State Phenomena, 2020, 307: 252-257.

（下转第 232 页）