文章编号:1000-4092(2020)01-035-06

无机地质聚合物凝胶堵剂的性能评价*

刘进祥[1,2],卢祥国[1,2],张云宝[1,2,3],夏 欢[3],张 楠[1,2],谢 坤[1,2],曹伟佳[1,2],曹 豹[1,2]

(1.提高油气采收率教育部重点实验室(东北石油大学),黑龙江 大庆 163318;2.东北石油大学石油工程学院,黑龙江 大庆 163318;
3.中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津 塘沽 300450)

摘要:针对胶结疏松易形成大孔道的高温高矿化度油田,以渤海油藏储层和流体为研究对象,用增黏剂蒙脱土、交联剂氢氧化钠、缓凝剂柠檬酸和主剂粉煤灰等制得无机地质聚合物凝胶堵剂,研究了堵剂的成胶速度及影响因素、耐温耐盐性能、封堵效果、液流转向效果以及封堵后的调驱效果。结果表明,随着主剂与交联剂浓度和温度的增加,无机地质聚合物凝胶成胶速度增大。配液水矿化度对无机地质聚合物凝胶成胶效果基本无影响,配液水中较高浓度的碳酸根和碳酸氢根会延长聚合物胶液的交联时间。当岩心水测渗透率大于18800×10^{-3} μm²时,无机地质聚合物凝胶对岩心的封堵率随渗透率的增加而增大,且封堵率均大于90%。无机地质聚合物凝胶的耐冲刷能力和液流转向效果较好,可对高渗透层大孔道有效封堵,提高低渗岩心分流率。对于大孔道或特高渗透条带,封堵长度越大,增油降水效果越好。无机地质聚合物凝胶的封堵效果好于常规的聚合物凝胶和淀粉胶,可用于高温高矿化度油田大孔道的封堵。图5表5参19

关键词:无机地质聚合物凝胶;堵剂;大孔道;性能评价
中图分类号:TE357.46:O648.17 **文献标识码**:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.01.007

目前,国内陆上大庆、胜利、河南以及海上渤海油田等都进行了大规模的水驱以及聚合物溶液驱。在驱替过程中,水驱和聚合物溶液驱能大幅提高采收率[1-3],但同时流体的不断冲刷会对储层造成破坏,尤其是胶结性较差的储层破坏更加严重,使原来的高深透层渗透率更高,甚至形成大孔道,这样必然会使后期的开采更加困难[4-7]。常规的堵水体系强度较低,且容易进入中低渗透层造成中低渗透层污染,从而使油井产能大幅下降,因此对于这种大孔道的治理能力非常有限。研究表明,无机地质聚合物凝胶具有成胶后强度大,且粒径直径适中(800～2000 nm),不易进入储层,因此不易对储层造成污染,且能进入筛管完井的注入井,并且该类凝胶的成本低,能大幅降低施工成本,其主要成份为无机物,耐温性强(常规聚合物使用温度为76℃以下),因此具有较好的发展前景。国内外对无机地质聚合物凝胶的研究较少,且主要集中在建筑和新材料领域[8-9],作为油田堵剂的研究较少。因此本文针对渤海油田的地质环境,开展了无机地质聚合物凝胶的成胶性能、耐温耐盐性能、封堵性能、液流转向效果以及其他调驱剂组合的提高采收率效果研究,为现场实施无机地质聚合物凝胶封堵大孔道调驱提供了有力依据。

1 实验部分

1.1 化学药剂

无机地质聚合物凝胶(简称IOPG)由增黏剂(蒙脱土)、交联剂(氢氧化钠)、缓凝剂(柠檬酸)和主剂(粉煤灰)等组成;蒙脱土,分析纯,天津大茂化学试剂厂;氢氧化钠,分析纯,沈阳化工股份有限公

* **收稿日期**:2019-04-12;**修回日期**:2019-07-02。
基金项目:国家自然科学基金面上项目"抗盐型聚合物油藏适应性及其改进方法基础研究"(项目编号51574086),"十三五"重大专项子课题"渤海双高油田多级窜逸堵调驱一体化技术研究及示范"(项目编号2016ZX05058-003-010)。
作者简介:刘进祥(1980–),男,副教授,东北石油大学石油与天然气工程专业博士(2013),从事油田化学和提高油气采收率研究工作,通讯地址:163318 黑龙江省大庆市东北石油大学石油工程学院,电话:0459-6503406,E-mail:liujx_118@163.com。

司；柠檬酸，辽宁泉瑞试剂有限公司；粉煤灰，粒径25～40 μm，工业级，河北灵寿县恒聚矿产品加工厂。

淀粉丙烯酰胺凝胶配方为：4%丙烯酰胺+3%淀粉+0.036% *N*，*N*-亚甲基双丙烯酰胺+0.012%过硫酸铵+0.002%无水亚硫酸钠。其中，丙烯酰胺、淀粉、*N*，*N*-亚甲基双丙烯酰胺、无水亚硫酸钠均为分析纯，天津大茂化学试剂厂；过硫酸铵，分析纯，沈阳华东试剂厂。

Cr^{3+}聚合物凝胶由“高分”聚合物与有机铬交联剂混合而成。“高分”聚合物为部分水解聚丙烯酰胺，相对分子质量1900×10^4，固含量90%，大庆炼化公司；有机铬，Cr^{3+}含量2.2%，中海石油（中国）有限公司天津分公司。疏水缔合聚合物，相对分子质量1100×10^4，固含量100%，四川光亚聚合物化工有限公司。模拟油，由S油田脱气原油与煤油按一定比例混合而成，油藏温度（65℃）下的黏度为70 mPa·s。清水、Q油田注入水、S油田注入水、模拟海水（自制），水质分析见表1。若未做特殊说明，实验所用水均为S油田注入水。

1.2 岩心

（1）封堵实验用岩心：在水测渗透率约为2000×10^{-3} μm²和4300×10^{-3} μm²的人造岩心（4.5 cm×4.5 cm×30 cm）[10]中心钻 ϕ =1 cm的孔，然后向孔中填入不同目数的石英砂。

（2）双管并联液流转向效果实验岩心：由石英砂环氧树脂胶结高低渗透率均质岩心（气测渗透率K_g约4200×10^{-3} μm²和335×10^{-3} μm²，高×宽×长=4.5 cm×4.5 cm×30 cm）并联而成，其中高渗透岩心中部含有一个直径10 μm的孔眼（孔长9.0 cm），孔眼内可充填石英砂，用以模拟大孔道或特高渗透条带。

（3）无机地质聚合物凝胶与其他调剖调驱体系组合方式优化及其对开发效果影响研究所用层间非均质模型岩心：由石英砂环氧树脂胶结高低渗透率均质岩心（K_g约5000×10^{-3} μm²和500×10^{-3} μm²，高×宽×长=4.5 cm×4.5 cm×30 cm）并联而成，其中高渗透岩心（厚度2.25 cm）中部含有一个直径10 mm的孔眼，孔眼内可充填石英砂，用以模拟大孔道或特高渗透条带。

1.3 实验仪器

驱油实验，主要包括平流泵、压力传感器、岩心夹持器、手摇泵和中间容器等。除平流泵和手摇泵外，其他部分置于65℃的恒温箱内（未做特殊说明，实验温度均为65℃）；设备流程见参考文献[11]。

1.4 实验方法

（1）无机地质聚合物凝胶成胶性能测试。在试剂瓶中分别加入主剂、增黏剂、交联剂和缓凝剂，搅拌10 min后置于烘箱（油藏温度）中，定期取出观测无机地质聚合物凝胶的状态，如果凝胶失去流动性，且晃动后不散，说明发生明显的交联。

（2）钻穿岩心封堵率实验。在岩心中部直径为1 cm的孔中填入20～40目（0.85～0.425 mm）、2～10目（11.3～1.9 mm）石英砂，利用水电相似原理[12]计算岩心渗透率，然后向填砂孔隙内注入一定量的无机地质聚合物凝胶（30%主剂、5%增黏剂、0.1%缓凝剂和3%交联剂），压力升至1 MPa时候凝24 h，封堵结束后测定水测渗透率。按$(K_{堵前}-K_{堵后})/K_{堵前}$计算封堵率。

（3）不同聚合物凝胶驱替实验。在岩心（$K_w\approx15000\times10^{-3}$ μm²）中部直径为1 cm的孔中填入20～40目石英砂，利用水电相似原理计算岩心渗透率，然后向填砂孔隙内注入1.2 PV无机地质聚合物凝胶、淀粉丙烯酰胺凝胶或Cr^{3+}聚合物凝胶，候凝24 h，清除端面后后续水驱至压力稳定，记录各阶段的注入压力。

（4）双管并联液流转向效果。在渗透率为4200×10^{-3} μm²的均质岩心中钻长9 cm、直径10 mm

表1 实验用水水质分析结果

水型	离子组成/(mg·L⁻¹)							矿化度/(mg·L⁻¹)
	K^++Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	CO_3^{2-}	HCO_3^-	
清水	231.9	12.0	4.9	106.4	57.6	15.3	389.0	817.1
Q油田注入水	921.72	75.1	7.5	737.5	12.6	61.6	1077.7	2893.7
S油田注入水	2758.3	627.7	249.4	6313.3	91.4	0	166.5	10206.5
模拟海水	11443.0	443.0	65.0	17825.0	281.0	0	527.0	30584.0

的孔，然后填入 20～40 目石英砂作为带有大孔道的高渗层岩心，然后与渗透率为 335×10^{-3} μm² 的均质岩心并联，分别饱和模拟油，水驱至含水 98%，然后注入 0.2 PV 无机地质聚合物溶液（30%主剂、5%增黏剂、0.1%缓凝剂和 3%交联剂），候凝 24 h，后续用水驱至含水 98%。

（5）无机地质聚合物凝胶封堵后调驱效果。岩心抽空饱和水，然后饱和模拟油，水驱至 98%，然后注入 0.3 PV（方案 1）/0.4 PV（方案 2）/0.5 PV（方案 3）孔眼孔隙体积的无机地质聚合物溶液（30%主剂、5%增黏剂、0.1%缓凝剂和 3%交联剂），候凝 24 h，然后注入 0.1 PV 岩心孔隙体积的疏水缔合聚合物溶液（1750 mg/L），后续水驱至含水 98%。

2　结果与讨论

2.1　无机地质聚合物凝胶成胶速度及其影响因素

2.1.1　主剂浓度的影响

当增黏剂为 5%、缓凝剂为 0.1%和交联剂为 0.15%时，主剂质量分数为 30%、15%、10%、5%的成胶时间分别为 20、27、35、240 h。随主剂浓度降低，无机地质聚合物凝胶成胶时间逐渐增加。当主剂加量为 5%时，样品难以完全成胶，即使放置 10 d 成胶效果也不理想，轻轻摇动即变成细小块状。这是由于主剂中含有大量的硅酸钠和偏硅酸钠，硅酸钠与水泥中的氢氧化钙反应生成硅酸钙，而偏铝酸钠与氢氧化钙发生反应生成铝酸钙。主剂浓度越低，可以参与反应的硅酸钠浓度越低，分子间碰撞几率越低，从而导致反应时间变长[13-14]。

2.1.2　交联剂浓度的影响

在 30%主剂、5%增黏剂和 0.1%缓凝剂的条件下，交联剂质量分数为 0.05%、0.1%、0.15%、0.5%时的成胶时间分别为 38、32、20、5.5 h。随交联剂浓度增加，无机地质聚合物凝胶成胶时间逐渐变短。地质聚合物反应机理可简单概括为“解聚-缩聚”过程。首先硅酸盐原料在碱性催化剂的作用下，Si—O 键和 Al—O 键断裂，形成了处于低聚状态的硅氧四面体和铝氧四面体单元。这些单元随着反应的进行逐渐脱水重新聚合，形成了地质聚合物。下面以偏高岭土为原料、NaOH 和 KOH 为激活剂说明反应机理[14-17]：首先，偏高岭土混合 SiO_2 后，在水合强亲核试剂 NaOH 和 KOH 作用下发生 Si—O 和 Al—O 的共价键断裂，可以认为在水溶液中生成了正硅铝酸，如式（1）所示。Na^+ 和 K^+ 吸附在分子键周围以平衡 Al^{3+} 所带的负电荷。

$$n(Si_2O_5,\ Al_2O_3)+wSiO_2+3nH_2O+OH^- \rightarrow n(OH)_3—Si—O—Al^-(OH)_3 \quad (1)$$

第二步，由于在碱性环境或干燥环境中，正铝硅酸分子上的羟基不稳定，容易互相吸引形成氢键，进一步脱水缩合形成聚铝硅氧大分子链，如式（2）所示：

$$n(OH)_3—Si—O—Al^-(OH)_3+OH^- \rightarrow (—SiO—O—Al^-O—O)_n(PS)+3nH_2O \quad (2)$$

式（2）中，当 SiO_2 的系数 $w=2n$ 时，终产物为（Na，K）-PSS 型（Si/Al=2）；当 $w=0$ 时，终产物即为（Na，K）-PS 型（Si/Al=1）；当 $w=4n$ 时，终产物为（Na，K）-PSDS 型（Si/Al=3）。其中，PS 为单硅铝型（poly-sialate，—Si—O—Al—），PSS 为双硅铝型（poly-sialate-siloxo，—Si—O—Al—O—Si—），PSDS 为三硅铝型（poly-sialate-disiloxo，—Si—O—Al—O—Si—O—Si—）。

2.2　无机地质聚合物凝胶耐温耐盐性能

2.2.1　耐温性能

在无机地质聚合物配方为 30%主剂、5%增黏剂、0.5%交联剂和 0.1%缓凝剂时，实验温度为 20、45、65、85℃时的成胶时间分别为 84、8、5.5、4.5 h。随着温度的升高，无机地质聚合物凝胶的成胶时间逐渐缩短。温度的增加能增加溶液中分子的运动速度，从而增大分子间碰撞几率，导致化学反应速度增加，成胶时间变短。45、65、85℃条件下待无机地质聚合物凝胶成胶后，取直径 2.5 cm、长 5 cm 的柱状固态凝胶进行耐压实验，应力与应变曲线见图 1。由图 1 可见，样品具有较高的耐压强度。

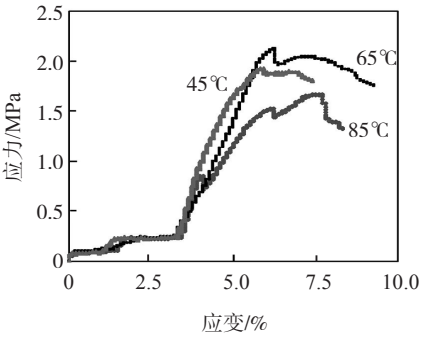


图 1　温度对无机地质聚合物凝胶应力—应变关系的影响

2.2.2 耐盐性能

分别采用清水、Q油田注入水、S油田注入水和模拟海水配制无机地质聚合物凝胶。其中，配方1的组成为：5%增黏剂、0.5%交联剂、0.1%缓凝剂、30%主剂；配方2的组成为：5%增黏剂、0.3%交联剂、0.05%缓凝剂、30%主剂。搅拌均匀后置于65℃下，凝胶成胶时间见表2。由表可见，溶剂水矿化度对无机地质聚合物凝胶成胶时间存在影响。4种水配制的无机地质聚合物凝胶均能发生交联反应，说明矿化度对成胶效果基本不影响。用Q油田注入水配制溶液的成胶时间较长，清水、S油田注入水和海水配制溶液的成胶时间较短。这与传统的聚合物凝胶不同。传统聚合物凝胶随着矿化度的增加，成胶速度逐渐加快，主要是由于溶液中阳离子含量增加会压缩聚合物分子的双电层厚度，同时对聚合物大分子链上羧基负离子之间的静电排斥起到屏蔽作用，从而导致聚合物分子链卷曲程度变大。而交联反应的历程为先发生“分子内”交联，然后发生“分子间”交联，因此聚合物分子链卷曲程度变大有利于“分子内”交联的进行[18-19]。因此，矿化度较高的地层水配制的交联聚合物溶液成胶速度较快。无机地质聚合物凝胶的成胶速度主要受交联剂浓度的影响。配液水中的碳酸根和碳酸氢根会影响交联剂氢氧化钠的浓度，碳酸根和碳酸氢根与氢氧根反应，消耗掉一定量的交联剂，从而使交联剂浓度降低，延长交联时间。

表2 配液水对无机地质聚合物凝胶成胶时间的影响

无机地质聚合物凝胶	不同配液水配制溶液的成胶时间/h			
	清水	Q油田注入水	S油田注入水	模拟海水
配方1	5.5	9.0	5.0	5.2
配方2	8.0	15.0	7.0	7.5

2.3 无机地质聚合物凝胶对大孔道封堵效果

2.3.1 钻穿岩心封堵效果

无机地质聚合物凝胶封堵岩心前后各阶段水测渗透率测定结果及孔眼封堵率见表3。由表可见，储层中一旦形成优势通道或高渗透条带，其平均渗透率会明显提高，这是油田开发中后期开发效果变差的主要原因。油田水驱过程中一旦形成优势通道，则注入水再难进入渗流阻力大的中低渗透层，导致采收率难以提高，注入水低效或无效循环。实施无机地质聚合物凝胶封堵措施后，孔眼渗透率明显降低，封堵率为90.1%～99.9%，表明无机地质聚合物凝胶可以对大孔道或特高渗透条带产生良好的封堵作用。对比发现，大孔道渗透率越高，无机地质聚合物凝胶封堵后的渗透率越低，封堵率越高，封堵效果越好。从表中还可以看出，大孔道渗透率越大，岩心平均渗透率越大，大孔道对渗透率的贡献率越大。

表3 无机地质聚合物凝胶封堵岩心前后的渗透率和封堵率

石英砂	水测渗透率K_w/(10^{-3} μm^2)					孔眼封堵率/%
	基质岩心	孔眼	整体岩心	封堵后岩心	封堵后孔眼	
20～40目	1851.9	18876.5	2511.0	1852.3	1862.1	90.10
	4318.7	19254.6	4897.7	4217.6	1710.1	91.10
2～10目	1868.8	42153.0	3430.4	1866.5	1809.5	95.70
	4356.7	42895.0	5850.7	4253.6	1697.1	96.00
无	2674.0	2032520	81361.8	2572.0	42.7	99.90
	4796.0	2087826	85545.6	4613.0	75.3	99.90

2.3.2 注入性对比

无机地质聚合物凝胶与淀粉丙烯酰胺凝胶和Cr^{3+}聚合物凝胶的注入性对比实验结果见图2。由图2可见，相同条件下，含无机地质聚合物凝胶岩心的注入压力较高。这是由于无机地质聚合物的主剂粒径(25～40 μm)较大，基本不进入岩心，主要在大孔道中滞留，因此压力较高；而淀粉丙烯酰胺凝胶和Cr^{3+}聚合物凝胶不仅进入岩心大孔道而且可以进入岩心内部，因此压力较低。相同条件下，含无机地质聚合物凝胶岩心的后续水驱压力较高，说明无机地质聚合物凝胶的封堵效果更好，耐冲刷能力

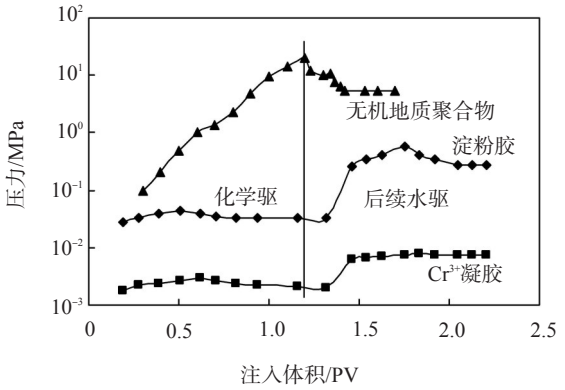


图2 不同凝胶驱替岩心过程中注入压力与注入量的关系

更强。

2.4　液流转向效果

无机地质聚合物凝胶在双管并联模型中的液流转向效果见表4。由表4可见，在水驱完成后对双管并联模型高渗透层大孔道实施封堵，再进行后续水驱，各层采收率均明显增加。与水驱相比，无机地质聚合物凝胶对高渗透孔眼岩心的孔眼进行封堵后，低渗岩心采收率增幅为40.9%，双管并联模型采收率增加18.2%。当水驱完成时，低渗岩心分流率只有1.0%。对高渗透孔眼岩心实施封堵措施后进行后续水驱，低渗岩心分流率从1.0%增至20.4%，高渗孔眼填砂岩心的分流率明显降低，取得了明显的液流转向效果。

表4　无机地质聚合物凝胶在双管并联模型中的液流转向效果

岩心组成	渗透率K_w/(10^{-3} μm²)	含油饱和度/%	采收率/%			分流率/%	
			水驱	调驱	增幅	水驱	封堵+后续水驱
高渗孔眼填砂岩心	4200	80.0	50.9	57.3	6.4	99.0	79.6
低渗岩心	335	69.4	8.5	49.3	40.9	1.0	20.4
平均	2268	76.0	36.4	54.6	18.2		

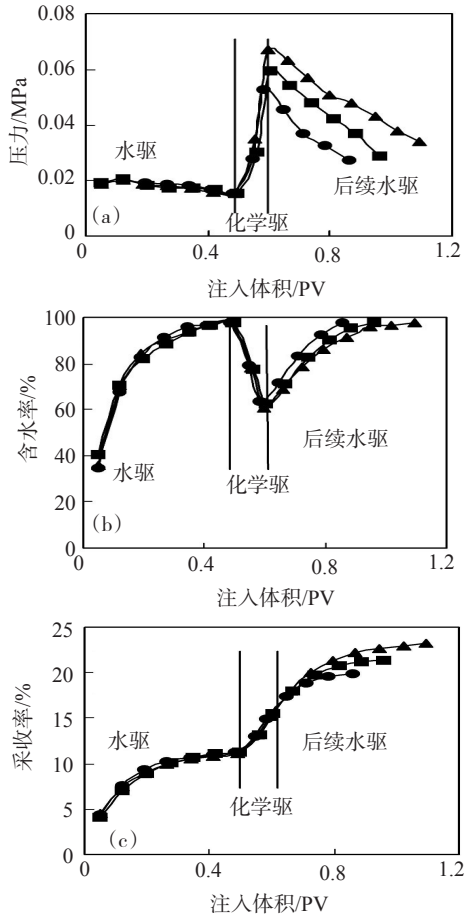
注：岩心渗透率极差（无因次）为12.5。

2.5　无机地质聚合物凝胶封堵后调驱效果

在层间非均质模型岩心中，无机地质聚合物凝胶封堵距离（通过注入量控制）对后续化学驱（疏水缔合聚合物溶液）增油效果的影响见表5，实验过程中注入压力、含水率和采收率与注入量的关系见图3。由表5可见，随封堵长度增加，进入低渗透层和高渗透层基质部分的驱油剂和注入水返回至大孔道的时间延后，波及区域增大，采收率增幅明显增加。由此可见，对于水驱或化学驱过程中形成的大孔道或特高渗透条带，封堵长度越大，降水增油效果越好。从图3可以看出，在水驱阶段，随注入量增加，注入压力逐渐降低，含水率先迅速上升然后趋于平缓，采收率先快速增加然后增速放缓。当封堵完大孔道后，随后续驱油剂注入量增加，注入压力大幅升高，含水率大幅下降，采收率快速增加。随封堵长度增加，注入压力小幅增加，含水率后续水驱阶段回升较慢，采收率小幅度增加。这主要是由于封堵长度越长，扩大波及体积效果越好，采收率增幅越高。

表5　无机地质聚合物凝胶封堵距离对后续化学驱增油效果的影响

方案编号	孔眼封堵长度/cm	含油饱和度/%	采收率/%		
			水驱	化学驱	增幅
1	9（30%注采井距）	71.7	11.2	19.9	8.7
2	12（40%注采井距）	73.0	11.3	21.4	10.1
3	15（50%注采井距）	72.2	11.1	23.2	12.1



1，●，方案1；2，■，方案2；3，▲，方案3

图3　层间非均质模型岩心驱替实验中注入压力（a）、含水率（b）和采收率（b）与注入量的关系

3　结论

无机地质聚合物凝胶成胶速度随主剂与交联剂浓度和温度的增加而加快。配液水矿化度对无机地质聚合物凝胶成胶效果基本无影响，配液水中较高浓度的碳酸根和碳酸氢根会延长聚合物胶液的交联时间。无机地质聚合物凝胶能对大孔道形成有效的封堵，封堵率超过90%，且封堵率随着孔眼渗透率的增加而增大，适应于油田大孔道的封

堵。无机地质聚合物凝胶对岩心的封堵效果好于淀粉丙烯酰胺凝胶和Cr^{3+}聚合物凝胶，耐冲刷能力强。无机地质聚合物凝胶的液流转向效果较好，当其与疏水缔合聚合物溶液组合使用时，可以取得较好的增油降水效果。

参考文献：

[1] 王德民，程杰成，吴军政，等. 聚合物驱油技术在大庆油田的应用[J]. 石油学报，2005，26(1)：74-78.

[2] 孙焕泉. 胜利油田三次采油技术的实践与认识[J]. 石油勘探与开发，2006，33(3)：262-266.

[3] 康万利，王轶男，孟令伟，等. 疏水缔合两亲聚合物凝胶的形成规律及性能[J]. 高分子材料科学与工程，2011，27(2)：26-29.

[4] 曾杨，康晓东，谢晓庆，等. 聚合物驱大孔道油藏试井解释方法[J]. 大庆石油地质与开发，2018，37(2)：130-134.

[5] SHAWKET G，YOUNES B，MOUTAZ S. Thief zones and effectiveness of water-shut-off treatments under variable levels of gravity and reservoir heterogeneity in carbonate reservoirs [C]// SPE Europec/EAGE Annual Technical Conference and Exhibition. Barcelona，Spain，June 14-17，2010.

[6] LI B J，NAJEH H，LANTA J，et al. Detecting thief zones in carbonate reservoirs by integrating borehole images with dynamic measurements [C]//2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver，Colorado，USA，Sept 21-24，2008.

[7] FENG Qihong，WANG Sen，WANG Shoulei，et al. Identification of thief zones by dimensionless pressure index in waterfloods [C]//SPE Enhanced Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur，Malaysia，July 19-21，2011.

[8] VILLAQUIRON-CAICEDO M A，GUTIERREZ R. Mechanical and microstructural analysis of geopolymer composites based on metakaolin and recycled silica [J]. J Am Ceram Soc，2019，102(6)：3653-3662.

[9] 赵启迪，薛平，贾明印，等. 水溶性树脂改性地质聚合物材料的性能研究[J]. 硅酸盐通报，2018，37(10)：3141-3146.

[10] 卢祥国，高振环，闫文华. 人造岩心渗透率影响因素试验研究[J]. 大庆石油地质与开发，1994，13(4)：53-55.

[11] 卢祥国，王晓燕，李强，等. 高温高矿化度条件下驱油剂中聚合物分子结构形态及其在中低渗油层中的渗流特性[J]. 化学学报，2010，68(12)：1229-1234.

[12] 翟云芳. 渗流力学：第4版[M]. 北京：石油工业出版社，2016：38-45.

[13] PROVIS J L，VAN DEVENTER J S J. Geopolymerisation kinetics. 1. In situ energy-dispersive X-ray diffractometry [J]. Chem Eng Sci，2007，62(9)：2309-2317.

[14] 张云升，孙伟，李宗津. 地聚合物胶凝材料的组成设计和结构特征[J]. 硅酸盐学报，2008，36(S1)：153-159.

[15] DUXSON P，LUKEY G C，VAN DEVENTER J S J. Physical evolution of Na-geopolymer derived from metakaolin up to 1000℃ [J]. J Mater Sci，2007，42(9)：3044-3054.

[16] CRIADO M，FERNANDEZ-JIMENEZ A，PALOMO A. Alkali activation of fly ash. Part 3：Effect of curing conditions on reaction and its graphical description [J]. Fuel，2010，89(11)：3185-319.

[17] TEMUUJIN J，VAN RIESSEN A，MAEKENZIE K J D. Preparation and characterization of fly ash based geopolymer mortars [J]. Constr Build Mater，2010，24(10)：1906-1910.

[18] 刘进祥，卢祥国，张云宝，等. 表面活性剂和碱对Cr^{3+}聚丙烯酰胺凝胶成胶效果的影响及作用机理[J]. 石油学报(石油加工)，2018，34(3)：614-622.

[19] 刘进祥，卢祥国，刘敬发，等. 交联聚合物溶液在岩心内成胶效果及机理研究[J]. 石油勘探与开发，2013，40(4)：474-480.

Performance Evaluation of Inorganic Geopolymer Gel Plugging Agent

LIU Jinxiang[1,2]，LU Xiangguo[1,2]，ZHANG Yunbao[1,2,3]，XIA Huan[3]，ZHANG Nan[1,2]，XIE Kun[1,2]，CAO Weijia[1,2]，CAO Bao[1,2]

(*1. Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery (Ministry of Education)，Northeast Petroleum University，Daqing，Heilongjiang 163318，P R of China*；*2. Department of Petroleum Engineering，Northeast Petroleum University，Daqing，Heilongjiang 163318，P R of China*；*3. CNOOC (China) Co.，Ltd，Tianjin Branch Institute，Tanggu，Tianjin 300450，P R of China*)

Abstract: Aiming at the high temperature and high salinity oilfield with loose porosity and easy formation of large channels，the inorganic geopolymer gel plugging agent was prepared by using viscosity increasing agent montmorillonite，crosslinking agent sodium hydroxide，retarder citric acid and main agent fly ash. The gelling speed，influencing factors，temperature and salt resistance，plugging effect，liquid flow steering effect and the effect of profile control and displacement after plugging were studied. The results showed that the gelation rate of inorganic geopolymer gel increased with increasing temperature and concentration of main agent and crosslinking agent. The salinity of solution water had no effect on the gelling effect of inorganic geopolymer gel. The higher concentration of carbonate and bicarbonate in solution water would prolong the crosslinking time of polymer glue. When the permeability of rock core was greater than 18800×10^{-3} μm^2，the plugging rate of inorganic geopolymer gel increased with the increase of permeability，and the plugging rate was greater than 90%. Inorganic geopolymer gel had good erosion resistance and liquid flow diversion effect. It could effectively block large pores in high permeability layer and improve the diffluence rate of low permeability core. The longer plugging length of the large pore path or super high permeability zone，the better effect of increasing oil and precipitation was. The plugging effect of inorganic geopolymer gel was better than that of conventional polymer gel and starch glue. It could be used for plugging large pores in high temperature and high salinity oilfield.

Keywords: *inorganic geopolymer gel*；*plugging agent*；*large channel*；*performance evaluation*