

文章编号:1673-5005(2017)06-0132-08

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2017.06.016

基于核磁共振 T_2 分布的自生气可膨胀泡沫冻胶调堵机制

齐宁¹, 陈国彬¹, 李柏杨¹, 汪洋², 梁冲³, 高梦斐¹, 董长银¹, 林远平⁴

(1. 中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石油化工股份有限公司东北油气分公司, 吉林长春 130000; 3. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007; 4. 中国石油玉门油田分公司钻采工程研究院, 甘肃酒泉 735019)

摘要:边底水活跃油藏常采用大剂量多段塞调堵或打人工隔板抑制底水上升。为解决传统工艺堵剂用量大、成本高的问题,研制在地层可自发膨胀的自生气泡沫冻胶体系,以成胶强度、成胶时间、成胶体积为评价指标,通过正交实验优选最优体系,分析自生气可膨胀泡沫冻胶性能的影响因素。结果表明:自生气泡沫冻胶体系具有体膨倍数高、封堵性能好的优点,可以实现边底水水侵治理、封堵封窜的目的;在温度为 60 °C、pH 值为 6.5~7.4 时体系性能最佳,此时成胶时间 28 h,成胶强度 G 级,体膨倍数超过 300%;注入的泡沫冻胶对岩心大孔隙进行了有效封堵,减少了岩心的非均质性差异,泡沫冻胶具有显著的体膨调堵性能;可通过调节 pH 值实现对自生气可膨胀泡沫冻胶性能的调控,以满足不同储层堵剂的差异性放置需求。

关键词:泡沫冻胶;自生气;体膨型堵剂;调堵机制;核磁共振

中图分类号:TE 357.4 **文献标志码:**A

引用格式:齐宁,陈国彬,李柏杨,等.基于核磁共振 T_2 分布的自生气可膨胀泡沫冻胶调堵机制[J].中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(6):132-139.

QI Ning, CHEN Guobin, LI Boyang, et al. Mechanism of profile control and water shutoff for authigenic gas expandable foam gel based on NMR T_2 distribution[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41 (6): 132-139.

Mechanism of profile control and water shutoff for authigenic gas expandable foam gel based on NMR T_2 distribution

QI Ning¹, CHEN Guobin¹, LI Boyang¹, WANG Yang², LIANG Chong³,
GAO Mengfei¹, DONG Changyin¹, LIN Yuanping⁴

(1. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;
2. Northeast Oil and Gas Branch, SINOPEC, Changchun 130000, China;
3. Langfang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang 065007, China;
4. Drilling and Production Engineering Research Institute, PetroChina Yumen Oilfield Company, Jiuquan 735019, China)

Abstract: Large-dose and multi-slug plugging method or filling artificial barrier have been widely used to control water coning in active edge and bottom water reservoirs, which will cause the large consumption of plugging agent and high cost. In order to solve this problem, the authigenic gas foam gel plugging system was developed. By means of orthogonal experiments, the optimal formula was selected using gel strength, gel time, and gel volume as evaluation indexes and the influencing factors were analyzed as well. The results show that the authigenic gas foam gel plugging system has the advantages of high volume expansion and outstanding plugging performance, which can achieve the purpose of controlling water invasion, sealing and channeling. The performance of this system is optimum at the temperature of 60 °C and pH of 6.5-7.4. The gel time is 28

收稿日期:2017-03-19

基金项目:“十三五”国家科技重大专项(2017ZX005030005)

作者简介:齐宁(1980-),男,副教授,博士,硕士生导师,研究方向为采油工程。E-mail:qining@upec.edu.cn.

hours while the gel strength is G grade, whose volume expansion is more than 300%. The injected foam gel is able to alleviate the core heterogeneity difference by plugging the large holes in core. And the characteristic of the authigenic foam gel can be regulated by changing the value of pH to meet the requirements of placing different plugging agents on different locations.

Keywords: foam gel; authigenic gas; swellable-plugging agent; mechanism of profile control and water shutoff; nuclear magnetic resonance (NMR)

随着水驱油田进入高含水开发后期,储层非均质性差异进一步加大,油井含水上升速度快,出水严重,造成了大量注入水的无效循环。为有效控水多采用大剂量多段塞调堵方式^[1]或打人工隔板抑制底水上升。为降低作业成本,一般采用泡沫冻胶调堵用剂^[2-7],它是在传统的冻胶基础上伴注气体形成的,兼具冻胶的强封堵性及泡沫的贾敏效应调堵功能。Asghari 等^[8]研制了一种封堵酸蚀蚓孔的泡沫冻胶体系,由高分子聚合物 HPAM、 Cr^{3+} 离子交联剂以及两种表面活性剂 (CD 1045 和 Ultrez 10) 反应生成,能在成胶的过程中产生稳定的泡沫;王冰等^[9]研制出一种用于注水井调剖的凝胶发泡体系;闫海俊等^[10]采用二次交联泡沫冻胶体系用于水平井层内堵水,该堵调液注入地层中经过两次交联过程形成泡沫冻胶,能够防止注入过程中地层水对其造成的稀释,且能对高渗透层形成封堵,同时产生气体被冻胶包覆,形成以冻胶为外相的泡沫冻胶体系,防止油井过早水侵。但是这些泡沫冻胶多是由外加气源形成^[11],施工工艺较为复杂,调堵成本偏高。笔者采用水介质分散型聚丙烯酰胺乳液作为主剂研制自生气可膨胀泡沫冻胶调堵体系,体系中加入膨胀剂与交联剂,无须外加气源^[12],以实现边底水水侵治理、封堵封窜的多重效果。

表 1 冻胶强度等级评价标准

Table 1 Evaluation standard of gel strength grade

冻胶代码	强度等级	冻胶定义	分类
A	1	完全未成胶	
B	2	高流动性冻胶,有轻微挂壁	弱冻胶
C	3	流动性冻胶,挂壁能力增强	
D	4	中等流动冻胶,挂壁能力增大,有黏附性	
E	5	低流动性冻胶,挂壁明显,黏附性增大	中等冻胶
F	6	高变形非流动性冻胶,黏附性增大,舌长较长	
G	7	递变性非流动性冻胶,黏附性好,舌长较短	强冻胶
H	8	刚性冻胶,黏附性最大,无舌长	

(2)成胶时间。泡沫冻胶体系达到代码强度为 F 时所需要的时间。

(3)成胶体积。自生气可膨胀泡沫冻胶调堵体系的一大技术优势在于体系自发可膨胀,有一定弹性,处理地层时用量少,成本低廉。成胶体积定义为体系成胶后体积逐渐膨胀至不再增大时的体积,即

1 自生气可膨胀泡沫冻胶的制备

1.1 实验药品与仪器

实验试剂:水介质分散型聚丙烯酰胺乳液(固含量为 45.51%,阴离子型聚丙烯酰胺有效含量为 26%,相对分子质量为 7×10^6 ,阴离子含量为 14.23%,胜利化工有限责任公司)、膨胀剂 PZ-1(分析纯,国药集团化学试剂有限公司)、膨胀剂 PZ-2(分析纯,国药集团化学试剂有限公司)、无水亚硫酸钠(分析纯,国药集团化学试剂有限公司)、重铬酸钠(分析纯,国药集团化学试剂有限公司)等。

实验仪器:S-4800 冷场发射扫描电子显微镜(日本日立高新技术株式会社)、XSP-8CE 型生物显微镜(上海长方光学仪器有限公司)、雷磁 pH 剂(上海仪电科学仪器股份有限公司)、BS 电子天平(Sartorius 科学仪器有限公司)、数显恒温水浴锅(金坛市医疗仪器厂)、电子搅拌器、100 mL 比色管、烧杯等。

1.2 评价指标

(1)成胶强度。采用目测代码法评价泡沫冻胶的成胶强度,通过倒置试样瓶,依据体系的舌长变化评价体系的成胶强度,强度代码等级如表 1 所示。

体系成胶后其体积的最大值,表示体系的发泡能力,成胶体积越大,体系的发泡能力越强。对于该评价指标,以配制基液 50 mL 为基准,观察其能够膨胀到的最大值。

1.3 实验方法

(1)用乳液配制一定浓度的聚丙烯酰胺水溶液

50 mL 备用。

(2)将交联剂和膨胀剂按比例依次加入聚丙烯酰胺水溶液中,搅拌均匀,使其充分溶解。

(3)将按上述方式配好的溶液倒入 100 mL 比色管中,置于 60 °C 水浴锅中。

(4)记录体系的成胶时间、成胶强度及成胶体积等数据。

1.4 正交实验方案

以水介质分散型聚丙烯酰胺乳液为聚合物组分,Na₂Cr₂O₇ 和 Na₂SO₃ 作为交联剂,膨胀剂由 PZ-1 和 PZ-2 组成。以体系的成胶强度、成胶时间、成胶体积为评价指标,设计“三因素五水平”正交实验,考查各组分对自生气可膨胀泡沫冻胶体系性能的影响。正交实验计划表如表 2 所示。

表 2 正交实验表

Table 2 Orthogonal experiment schedule

因素	水平				
	1	2	3	4	5
聚合物质量分数/%	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60
交联剂质量分数/%	0.12	0.24	0.36	0.48	0.60
膨胀剂浓度/(mol·L ⁻¹)	0.20	0.40	0.60	0.80	1.00

2 自生气可膨胀泡沫冻胶的性能评价

为对比分析自生气可膨胀泡沫冻胶性能对各影响因素的敏感性,依实验方法配制冻胶凝胶液完成后,均置于 60 °C 水浴中养护 150 h,观察体系成胶性能的变化情况。

2.1 聚合物质量分数对体系性能的影响

采用单因素法,选取 0.36% 交联剂(Na₂Cr₂O₇+Na₂SO₃)+0.6 mol/L 膨胀剂(PZ-1+PZ-2)50 mL 为基液,在水浴 60 °C 条件下,分别调节聚合物质量分数为 0.2%、0.3%、0.4%、0.5%、0.6% 进行实验,分析聚合物质量分数对体系性能的影响,图中成胶强度 1~8 代表代码 A~H(下同),实验结果见图 1 和图 2。

由图 1 和图 2 看出,随着聚合物质量分数的增加,体系成胶强度增大,成胶时间缩短。体系的成胶体积先增大后趋于水平,当聚合物质量分数为 0.4% 时,体系的成胶体积最大,体膨性最优。当聚合物质量分数大于 0.4% 以后,体系的成胶体积反而趋于减少,体膨性能变差。这主要是因为随着聚合物质量分数的增加,冻胶凝胶液的交联反应速度加快,体系成胶时间缩短,成胶强度增大,限制了生成的气体在冻胶体中的运移与分散,致

使体系发泡能力减弱,体膨性能损失。

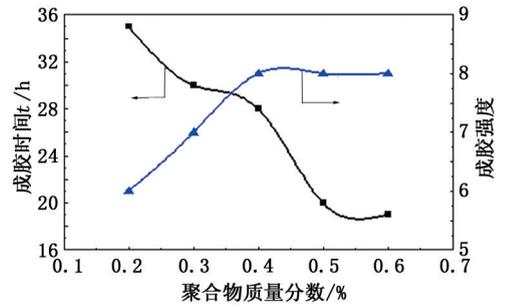


图 1 聚合物质量分数对体系成胶时间和强度的影响

Fig. 1 Effect of polymer mass fraction on gel time and gel strength

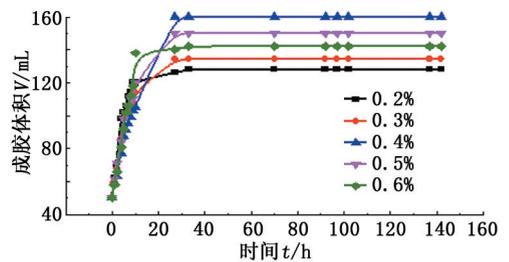


图 2 聚合物质量分数对体系成胶体积的影响

Fig. 2 Effect of polymer mass fraction on gel volume and gel time

2.2 交联剂质量分数对体系性能的影响

采用单因素法,选取 0.40% 聚合物+0.6 mol/L 膨胀剂(PZ-1+PZ-2)50 mL 为基液,在水浴 60 °C 条件下,分别调节交联剂质量分数为 0.12%、0.24%、0.36%、0.48%、0.60% 进行实验,分析交联剂质量分数对体系性能的影响,实验结果见图 3 和图 4。

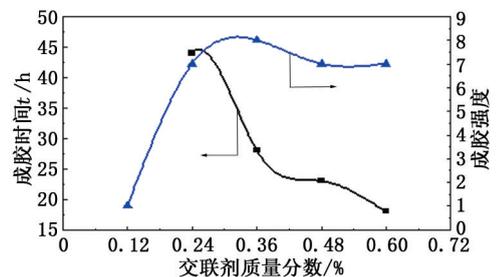


图 3 交联剂质量分数对体系成胶时间和强度的影响

Fig. 3 Effect of cross linking agent mass fraction on gel time and gel strength

由图 3 和图 4 看出,随着交联剂质量分数的增加,体系成胶强度增大,成胶时间缩短。体系的成胶体积先增大后趋于水平,当交联剂质量分数为 0.36% 时,体系的成胶体积最大,体膨性最优。

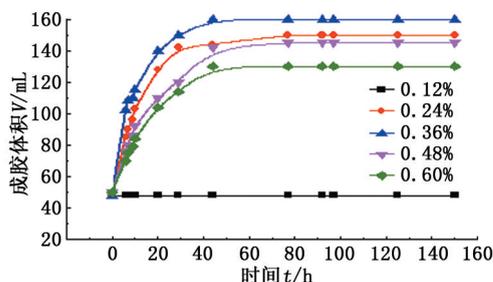


图 4 交联剂质量分数对体系成胶体积的影响

Fig. 4 Effect of crosslinking agent mass fraction on gel volume

2.3 膨胀剂浓度对体系性能的影响

采用单因素法,选取 0.40% 聚合物+0.36% 交联剂($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7 + \text{Na}_2\text{SO}_3$) 50 mL 为基液,在水浴 60 °C 条件下,分别调节膨胀剂浓度为 0.2、0.4、0.6、0.8 和 1.0 mol/L 进行实验,分析膨胀剂浓度对体系性能的影响,实验结果见图 5 和图 6。

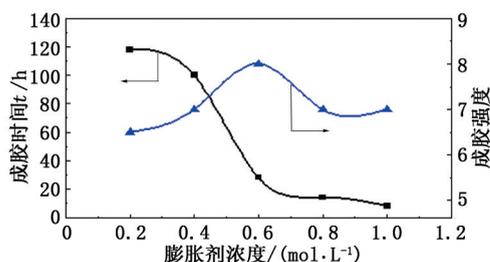


图 5 膨胀剂浓度对体系成胶时间和强度的影响

Fig. 5 Effect of expansive agent concentration on gel time and gel strength

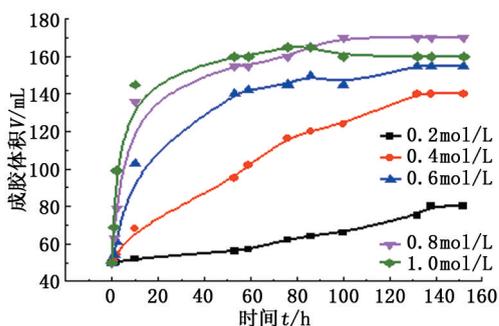


图 6 膨胀剂浓度对体系成胶体积的影响

Fig. 6 Effect of expansive agent concentration on gel volume

由图 5 看出,随着膨胀剂浓度的增加,体系成胶时间缩短,成胶强度先增大后减小。这主要是因为膨胀剂体系在反应产生气体时会释放出大量的热量,产生的热量能够加快多核羟桥络离子的形成,从而促进了体系的交联反应。但是,随着膨胀剂浓度的增加,气体产生速度加快,生成量也在增加,达到一定界限(膨胀剂浓度 0.6 mol/L)时,产生的大量

气体反而会破坏冻胶体的空间网络结构,致使体系成胶强度降低。

从图 6 看出,随着膨胀剂浓度的增加,气体生成量增加,体系的体膨倍数也会增大,但体膨倍数增大趋势逐渐变缓。这主要是由于此时冻胶体系难以束缚住大量的自生气体,从而导致气体大量逃逸脱出,致使泡沫冻胶体膨性能变差,此时无法充分发挥其体膨性的作用。另外考虑膨胀剂浓度的增大,也会增加堵剂成本。建议膨胀剂的使用浓度控制在 0.6 mol/L 以内。

2.4 pH 值对体系性能的影响

采用单因素法,以筛选出的最优体系 50 mL 为基液,在水浴 60 °C 条件下进行实验。因为体系中间联剂组分、膨胀剂组分发生反应的化学环境均要求为非碱性环境,所以分别调节 pH 值约为 4.0、5.1、6.0、7.0、7.4 (不加酸)的情况进行实验,分析 pH 值对体系性能的影响,实验结果见图 7 和图 8。

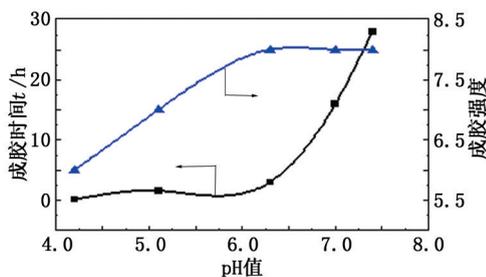


图 7 pH 值对体系成胶时间和强度的影响

Fig. 7 Effect of pH on gel time and gel strength

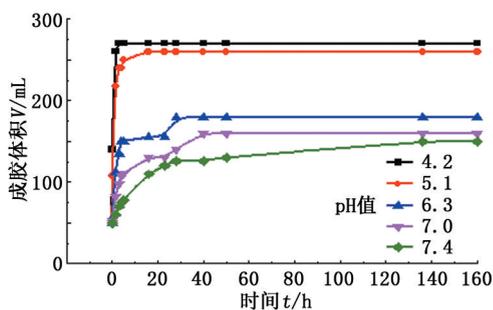


图 8 pH 值对体系成胶体积的影响

Fig. 8 Effect of pH on gel volume

由图 7 和图 8 看出,随着 pH 值的升高,体系成胶强度增大,成胶时间缩短,体系的成胶体积趋于减小,当 pH 值为 4.2 时,体系的成胶体积最大,但此时成胶强度最低,不利于泡沫冻胶的稳定存在。这主要是由于酸性条件利于膨胀剂组分间的反应。体系 pH 值越低,膨胀剂反应速度就越快,短时间内会产生大量气体。大量产生的气体会破坏还未充分交联的冻胶体,影响了体系的稳定性。

2.5 矿化度对体系性能的影响

采用单因素法,以筛选出的最优体系 50 mL 为基液,在水浴 60 °C 条件下,分别调节体系矿化度为 8.5、15、20、25 和 30 g/L 进行实验,分析矿化度对体系性能的影响,实验结果见图 9 和图 10。

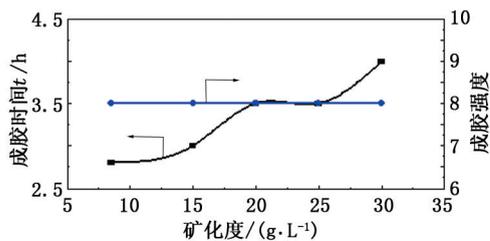


图 9 矿化度对体系成胶时间和强度的影响

Fig. 9 Effect of salinity on gel time and gel strength

由图 9 和图 10 看出,随着矿化度的增加,由于无机盐对聚合物在水中解离形成的扩散双电层有压缩作用,使原本舒展的聚合物分子发生卷曲,致使聚合物与交联剂发生交联反应的几率降低,导致成胶

时间延长,成胶体积有小幅降低,但成胶强度基本不变,这反映了体系具有优良的耐盐性能。

利用扫描电镜对体系的微观结构进行观察,可以看到大量的无机盐层状晶体(图 11),这来源于乳液本身以及膨胀剂的反应副产物,发现此时体系依然可以形成稳定的泡沫冻胶,证明了体系具有良好的耐盐能力。

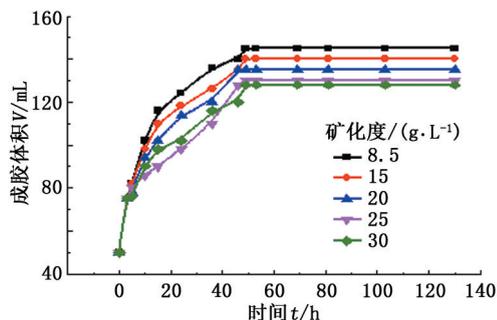
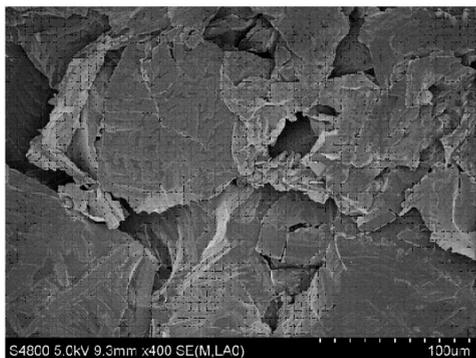
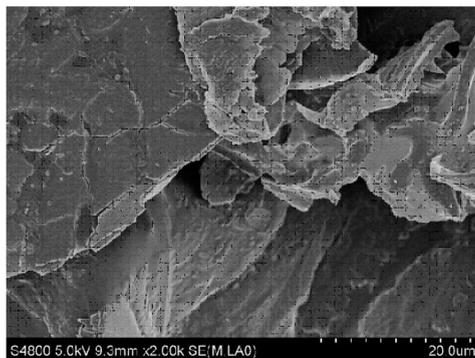


图 10 矿化度对体系成胶体积的影响

Fig. 10 Effect of salinity on gel volume



(a) 400倍



(b) 2000倍

图 11 膨胀剂反应产生的大量无机盐扫描电镜照片

Fig. 11 SEM pictures of large amounts of inorganic salts produced by expansion agents

2.6 温度对体系性能的影响

采用单因素法,以筛选出的最优体系 50 mL 为基液,分别在水浴 30、40、50、60 和 70 °C 条件下进行实验,实验结果见图 12 和图 13。

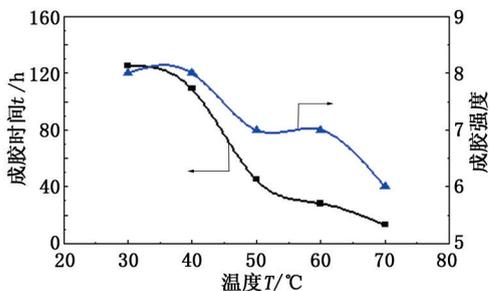


图 12 温度对体系成胶时间和强度的影响

Fig. 12 Effect of temperature on gel time and gel strength

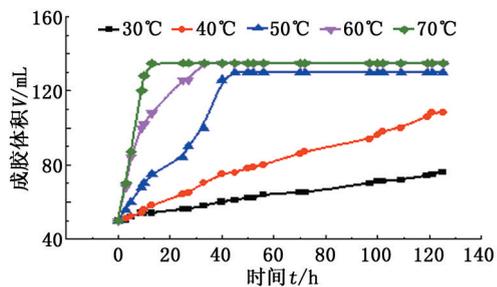


图 13 温度对体系成胶体积的影响

Fig. 13 Effect of temperature on gel volume

间迅速降低,但成胶强度也有所降低。温度的升高,一方面加剧了分子的热运动,促进了络合反应,从而使成胶时间缩短;另一方面也促进了膨胀剂的反应,加快了气体产生速度,气体优良的可膨胀性及过快的膨胀速度反而破坏了冻胶体形成的网络结构,致

由图 12 和图 13 可知,随着温度的升高,成胶时

使体系强度下降。

2.7 泡沫冻胶性能影响因素的灰色关联分析

形成强度高、泡沫稳定的自生气泡沫冻胶的关键在于冻胶成胶过程与气体产生过程的同步问题,为明确泡沫冻胶性能的调控因素,采用灰色关联方法分析各因素与体系性能的关联程度。

成胶时间与各因素的关联程度:pH 值>聚合物质量分数>交联剂质量分数>温度>膨胀剂浓度>矿化度。

成胶强度与各因素的关联程度:pH 值>交联剂质量分数>聚合物质量分数>温度>膨胀剂浓度>矿化度。

成胶体积与各因素的关联程度:膨胀剂浓度>

温度>交联剂质量分数>pH 值>聚合物质量分数>矿化度。

综合考虑各因素与成胶时间、成胶强度、成胶体积的关联程度,可通过调节 pH 值调控自生气可膨胀泡沫冻胶体系性能。

3 泡沫冻胶稳定性评价

泡沫冻胶体系的形成过程伴随着冻胶的交联及气体的产生,是体系自发膨胀的过程,使用显微镜观察体系各阶段的相界面变化情况。配制筛选出的最优体系,置于 60 °C 水浴中待其成胶,分别取实验进行 18 h(体系开始成胶)、26 h(体系成胶稳定)、55 h(体系持续膨胀)时的泡沫冻胶进行观察,结果见图 14。

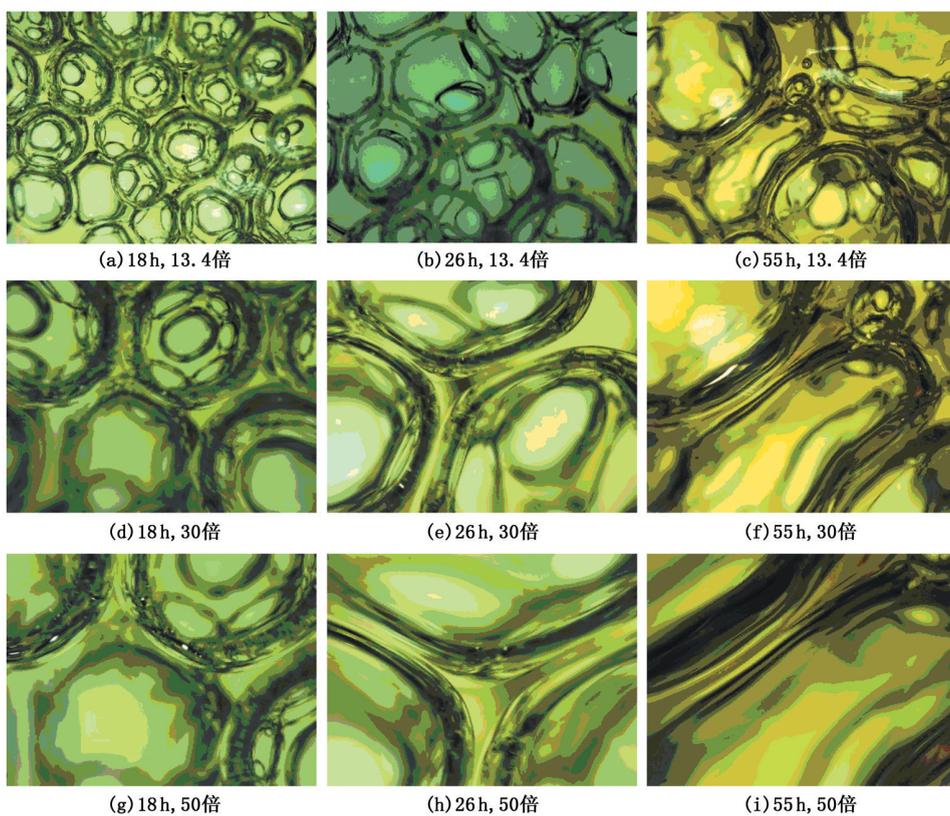


图 14 自生气可膨胀泡沫冻胶体系微观实验

Fig. 14 Microscopic experiment of authigenic foam gel plugging system

由图 14 看出,自生气可膨胀泡沫冻胶体系无需外在气源发泡,体系即可自发起泡膨胀,且形成的泡沫均匀、稳定,这主要是聚合物及冻胶体的存在增加了液膜强度,强化了泡沫体系。待膨胀剂反应完毕,气体不再产生,体膨停止,最终形成泡沫均匀、体系稳定的泡沫冻胶体。

4 体膨调堵机制

核磁共振可以表征岩石孔隙结构特征的变化。

自生气泡沫冻胶在岩心中会自发膨胀,通过测定岩石孔隙中含 H 流体的弛豫特征,观察岩石孔隙结构的变化,用于描述泡沫冻胶的体膨性能及体膨过程,为分析体膨调堵机制提供依据。

图 15 是岩心注入前后可膨胀泡沫冻胶后核磁共振得到的 T_2 谱图像。可以看出,原始岩心大孔隙居多、小孔隙偏少。注入泡沫冻胶堵剂,40 °C 下放置 20 h,进行调堵后的第一次核磁共振,发现大孔隙减少(横坐标 1 000 处),小孔隙增多(横坐标 10 ~

100 处),这说明注入的泡沫冻胶对大孔隙进行了有效封堵,同时部分大孔隙变成小孔隙。40 °C 下放置 30 h 后进行调堵后的第二次核磁共振,发现大孔隙进一步减少,这反映出注入的泡沫冻胶在岩心孔隙中具有体膨调堵作用。将该岩心置于 60 °C 下 8 h 后进行第三次核磁共振,也发现了同样的实验现象。

调堵前后的岩心进行核磁共振并对中截面成像,得到原始岩心、调堵后第一次、第二次和第三次的成像图(图 16)。观察蓝绿伪彩图,蓝色表示水,绿色表示堵剂,岩心初始孔隙度大、渗透率高,因此饱和水后整个截面基本全部呈现蓝色。从入口端注入 $1/4V_p$ 的堵剂 20 h 后,堵剂逐渐向内部膨胀,因此入口端呈现密集的绿色,而岩心内部有较大范围稀疏的绿色,呈现蓝绿相间的图像。继续 40 °C 下放置 10 h 后进行核磁共振,发现入口端变化不大而岩心内部绿色范围减小,说明堵剂向其他方向发生膨

胀。60 °C 下放置 8 h 后进行处理后第三次核磁共振,发现岩心内部绿色范围进一步减小,说明堵剂在继续膨胀。

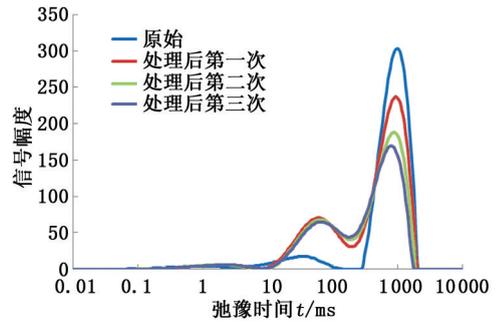


图 15 自生气可膨胀泡沫冻胶在岩心中膨胀过程的 T_2 分布

Fig. 15 T_2 distribution of authigenic foam gel plugging system during swelling in the core

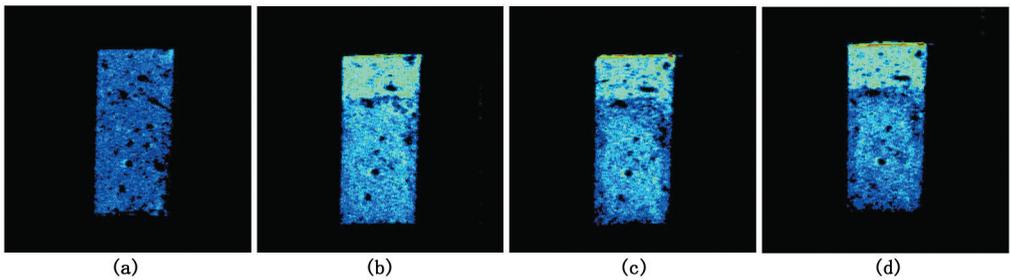


图 16 自生气可膨胀泡沫冻胶在岩心中膨胀过程的核磁成像

Fig. 16 MRI of authigenic foam gel plugging system during swelling in the core

5 结 论

(1) 自生气可膨胀泡沫冻胶体系最优配方为: 2% 水介质分散型聚丙烯酰胺乳液+0.36% 交联剂+0.6 mol/L 膨胀剂。在温度为 60 °C、pH 值为 6.5 ~ 7.4 时体系性能最佳,此时成胶时间 28 h,成胶强度 G 级,体膨倍数超过 300%。

(2) 自生气泡沫冻胶的关键在于冻胶成胶过程与气体产生过程的同步问题,通过灰色关联分析发现 pH 值对体系的成胶性能影响最大,可通过调节 pH 值实现对自生气可膨胀泡沫冻胶性能的调控。

(3) 聚合物及冻胶体的存在增加了液膜强度,稳定了泡沫体系。注入的泡沫冻胶对大孔隙进行了有效封堵,减少了岩心的非均质性差异,同时截面成像图也反映出泡沫冻胶具有显著的体膨调堵性能。

参考文献:

[1] 李金发,齐宁,张琪,等. 大剂量多段塞深度调驱技术

[J]. 石油钻采工艺,2007,29(2):76-78.

LI Jinfa, QI Ning, ZHANG Qi, et al. Research on large dose multi-block deep profile control and oil displacement technique [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(2):76-78.

[2] ROMERO L, KANTZAS A. Pore-scale visualization of foamed gel propagation and trapping in a pore network micromodel [J]. Petroleum Society of Canada, 2005, 44(5):44-50.

[3] HAUGEN A, FERN A, GRAUE A. Experimental study of foam flow in fractured oil-wet limestone for enhanced oil recovery [R]. SPE 129763-PA, 2012.

[4] 赵福麟. 采油用化学剂的研究进展 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2007, 31(1):163-172.

ZHAO Fulin. Research advances of chemicals for oil production [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2007, 31(1):163-172.

[5] 赵福麟. 油井选择性堵水 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(1):84-92.

ZHAO Fulin. Selective water shut off for oil well [J].

- Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2010, 34(1): 84-92.
- [6] SCHRAMM L L, ISAACS E E. Foam engineering: fundamentals and applications[M]. Wiley-Blackwell: United Kingdom, 2012:283-305.
- [7] SIMJOO M, NGUYEN Q P, ZITHA P L J. Rheological transition during foam flow in porous media [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2012, 51(30): 10225-10231.
- [8] ASGHARI K, TAABBODI L, DONG M. A new gel-foam system for water shut-off purposes in wormhole reservoirs [R]. SPE 97765-MS, 2005.
- [9] 王冰, 王波, 葛树新. 凝胶发泡体系室内实验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(3): 62-63.
WANG Bing, WANG Bo, GE Shuxin. Laboratory study on gel-foam system [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006, 25(3): 62-63.
- [10] 闫海俊, 巨登峰, 谢刚, 等. 二次交联泡沫冻胶体系评价与应用[J]. 断块油气田, 2013, 20(2): 252-254.
YAN Haijun, JU Dengfeng, XIE Gang, et al. Evaluation and application of gelled foam with secondary cross-linking [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(2): 252-254.
- [11] 王春智, 李兆敏, 李松岩, 等. 水平井开发底水稠油油藏氮气泡沫和冻胶控水三维物理模拟试验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(6): 118-123.
WANG Chunzhi, LI Zhaomin, LI Songyan, et al. Experimental study on water control and oil recovery in bottomwater driving reservoirs using plugging agents [J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2015, 39(6): 118-123.
- [12] 齐宁, 汪洋, 刘帅. 一种自生气可膨胀泡沫冻胶及其制备方法与应用: ZL2014106289763 [P]. 2015-02-11.

(编辑 刘为清)