

蒸汽吞吐井糠醇树脂固砂剂的室内研究

郑延成¹ 刘 娟² 李克华¹

(1. 长江大学 化学与环境工程学院, 湖北 荆州 434023; 2. 中国石油新疆油田公司 勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000)

摘 要: 针对高温蒸汽吞吐井由于出砂导致地层不稳定的问题, 研究了以糠醇预聚体 (KAR)、乙酸乙酯 (AC-2) 和硅树脂 (M15) 为主要成分的高温覆砂, 并考察了单剂加量、剂砂比、固化温度和固化时间对高温覆膜砂固结强度和渗透性能的影响。试验表明: 随着剂砂比的增大、固化时间的延长、砂粒粒径的增大、渗透率的升高, 固砂体抗压强度降低。通过研究筛选出了胶结剂组成: 80.0% KAR+8.0% AC-2+8.0% M15+0.8% KH-550+3.2% 苯甲磺酰氯 (SC-2), 在试验条件下固砂体抗压强度大于 9 MPa, 渗透率大于 $0.2 \mu\text{m}^2$, 且固砂体的耐介质性较好。

关键词: 防砂; 固砂; 抗压强度; 蒸汽吞吐; 实验室试验

中图分类号: TE358⁺.1 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890 (2007) 01-0076-03

油田出砂的原因有多种, 如高温吞吐、高温蒸汽驱地层, 由于高温蒸汽的冲刷和热膨胀导致地层胶结物破坏, 引起砂粒随油流导出; 采油强度加大, 油层结构不断遭到破坏, 大量出砂导致地层亏空, 严重影响油井的正常生产。目前对稳定地层用防砂固砂剂的研究较多^[1-6], 对于地层亏空出砂, 有的用砾石充填^[7]、机械管防砂^[1], 有的采用化学防砂剂^[8-9], 目前最常采用的是固体颗粒防砂剂: 含硼酚醛树脂的包覆砂以及有机硅树脂改性碳酸钙表面的包覆固砂剂, 前者耐碱性差, 后者耐酸性差。笔者研制出了改性糠醇树脂固砂剂, 既可以直接挤入地层又可以制成覆膜砂, 以解决蒸汽吞吐井的出砂问题。

1 室内试验

1.1 主要药品与仪器

1) 药品: 糠醇; KH-550; 乙酸乙烯酯、乙酸乙酯 (AC-1、AC-2); 硅树脂 (M15); 磷酸; 苯甲磺氯和苯甲磺酰氯固化剂 (SC-1、SC-2)。

2) 仪器: 玻璃固砂模具, 干燥箱, 抗压强度测定仪, 渗透率测定仪。

1.2 试验方案

糠醇预聚体在高温或酸性固化剂作用下反应形成线型缩合脱水产物, 随着反应的进行, 分子量增加, 树脂的粘度上升, 分子结构由单一链、网状结构变成不溶不熔的体型大分子, 其强极性基羟甲基与砂粒有亲合作用, 故可产生物理吸附^[10], 并易向砂粒表面迁移而强烈地吸附在砂粒的表面上, 通过物理吸附和

化学强交联将游离砂固结起来^[11-12]。

有机硅偶联剂 KH-550 可充当树脂和无机物 (砂子) 的桥梁, 将无机物和有机固砂剂很好地融合在一起。干燥环境有助于聚合物反应完全而产生最佳的固结。在树脂聚合过程中产生的水可通过加入有机酯水解反应而吸收, 以促进糠醇树脂聚合反应。

具体实施过程为: 在 60~70 ℃、酸催化作用下糠醇脱水聚合反应 3~4 h, 生成室温下粘度约为 100 mPa·s 的 KAR 预聚体, 然后加入固化剂、改性剂及稀释剂, 再与一定量的石英砂搅拌均匀, 填充于玻璃模具中, 置于高温罐中高温固化后得到固结样品。将固砂体上的玻璃管轻轻敲碎, 两端磨平后, 用水作介质, 在常温下用渗透率测定仪测定固砂体的渗透率, 用抗压强度仪测试样品抗压强度。

2 结果与讨论

2.1 固化剂对固砂体性能的影响

试验考察了磷酸、SC-1、SC-2 三种固化剂质量分数为 1%~10% 时树脂的固化性能。将 KAR 预聚体与固化剂的混合物与砂子 (粒径 0.20~0.95 mm)

收稿日期: 2006-06-04; 改回日期: 2006-09-23

基金项目: 湖北省教育厅科学研究项目“无机固砂技术研究” (编号: 2001A51005) 部分研究成果

作者简介: 郑延成 (1965—), 1989 年毕业于抚顺石油学院石油化工专业, 2005 年获中国石油勘探开发研究院油气田开发专业博士学位, 副教授。

联系电话: (0716) 8060933

按 1∶8 的比例配制成覆膜砂，填装砂管，在 180 ℃ 下固化 10 h，测试固砂体性能。结果表明，磷酸的固结体疏松，SC-1 加量为 3%~5% 时，固砂体抗压强度较高，为 4.2 MPa，而固化剂 SC-2 加量为 3%~5% 时，其固砂体的抗压强度最高，达到 4.8~5.5 MPa。故固化剂选 SC-2，加量为 3%~5%。

2.2 酯对固砂体性能的影响

AC-1、AC-2 两种脂高温下与水作用成羧酸和醇，而树脂在聚合时产生水，加入一定量的酯类物质起到吸水作用，促使反应向聚合物方向进行。经试验探索设计正交试验，配方中还加入 1% KH-550 和 4% SC-2，剂砂比为 1∶8，试验温度为 210 ℃、反应 10 h。试验结果见表 1。

表 1 正交试验结果

序号	KAR /g	AC-1 /g	AC-2 /g	抗压强度/MPa
1	4	0	0	8.2
2	4	1	1	5.6
3	4	2	2	2.4
4	8	0	1	6.8
5	8	1	2	2.3
6	8	2	0	3.1
7	13	0	2	8.2
8	13	1	0	8.0
9	13	2	1	7.2
K1/3	5.4	7.7	6.4	
K2/3	4.1	5.3	6.5	
K3/3	7.8	4.2	4.3	

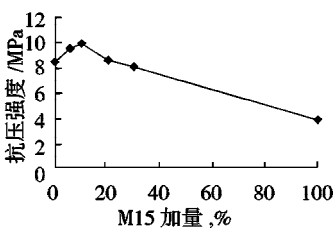
注：K1、K2、K3 分别为各因素的水平 1、水平 2、水平 3 的抗压强度之和。

从分析的结果看，影响抗压强度最大的因素是 KAR（极差 R=3.7），其次是因素 AC-1（R=3.5），再次是 AC-2（R=2.1）。由此，可得出最佳配方：KAR 为 13 g，AC-2 为 1 g，即 KAR 占 93%，AC-2 占 7%。

2.3 M15 对固砂体的影响

活化树脂 M15 是一种具有高温自交联性的苯基硅烷脂，为了研究其对固砂体固结性能的影响，固定 AC-2 占树脂的质量百分比为 7%，改变 M15 的量，按剂砂比 1∶8 将定量固化剂混合均匀填装砂管，在 210 ℃ 条件下固化 10 h，测试其性能，结果见图 1。

从图 1 中可看出，M15 的加量由 0 增大到 10% 时，固砂体的抗压强度由 8.4 MPa 增大到 9.9 MPa，但随着 M15 加量增大到 20%、30%，固砂体的抗压强度有所降低，由 9.9 MPa 分别降低至 8.6 MPa、8.1 MPa，当完全采用 M15 时固结强度为 4.0 MPa。



1 M15 加量对抗压强度的影响

复配后固结体强度增加了，从抗压强度来说，混合体系中 M15 占树脂质量百分比为 10% 时，二者的协同增效作用尤为明显。

2.4 剂砂比对固砂体的性能影响

根据以上试验结果，优化出的固砂剂的组成为：80.0% KAR+8.0% AC-2+8.0% M15+0.8% KH-550+3.2% SC-2，用 CH₃OH 作稀释剂，稀释剂与固砂剂质量比为 1∶8。选用粒径为 0.20~0.95 mm 的石英砂，固化温度为 240 ℃、时间为 10 h。试验结果表明，在同一砂粒粒径下，当剂砂比由 1∶8 增大到 1∶12，固砂体的渗透率逐渐由 0.425 μm² 增大到 0.714 μm²，而抗压强度由 9.7 MPa 减小到 8.0 MPa。从渗透性能和固结强度等方面综合考虑，剂砂比宜选用 1∶10，此时既有较高的抗压强度（9.0 MPa），又有较高的渗透率（0.514 μm²）。

2.5 砂粒粒径对固砂体性能的影响

采用粒径为 0.20~0.45 mm、0.45~0.95 mm 的石英砂，选用以上试验优化出的胶结剂。固化温度为 240 ℃，固化时间为 10 h。其试验结果见表 2。

表 2 砂粒粒径对固砂体性能的影响

粒径/mm	剂砂比	渗透率/μm ²	抗压强度/MPa
0.20~0.45	1∶8	0.256	10.3
	1∶10	0.415	9.5
	1∶12	0.620	7.0
0.45~0.95	1∶8	0.812	7.0
	1∶10	1.053	5.8
	1∶12	1.427	4.1

从表 2 可以看出，在同一剂砂比下，较大粒径（0.45~0.95 mm）的固砂体渗透率较大，而抗压强度则相应较低；当砂粒径范围在 0.20~0.45 mm 时，粒径匹配合理，抗压强度高，因此适合用作高温覆膜砂。

2.6 固化温度及时间对固砂体的影响

采用优化出的固砂剂配方、粒径为 0.20~0.95 mm 的石英砂进行试验，考察了固化温度和时间的影响，结果表明，无论剂砂比是 1∶8、1∶10 还是 1∶12，其固砂体的抗压强度开始随时间的延长上升，

后又不同程度地降低,最终趋于定值。而渗透率起初有所下降,随着固化时间的延长,渗透率降低幅度不再增加,当固化时间为10 h、温度为210~240 ℃时,固结体抗压强度达到最大,为10.8~12.7 MPa,渗透率为0.310~0.207 μm^2 。温度升至280 ℃时,抗压强度开始下降。

2.7 固砂体的耐介质腐蚀性能

由于固砂作业时固砂剂不可避免地会与酸、碱、盐、油接触,因此有必要对KAR树脂制成的固砂体进行耐酸、耐碱、耐水、耐油的浸泡试验。试验采用10%NaCl、12% HCl、10% NaOH、煤油及水5种不同的介质,在室温下浸泡15 d后,取出干燥、测定其抗压强度,抗压强度分别为12.8、10.2、8.8、9.5、11.2 MPa。可以看出,KAR树脂覆膜砂固砂体在水、盐酸、10%NaCl和煤油中浸泡15 d后未发现其固砂体有明显的变化,能够耐水、耐油、耐酸碱介质的侵蚀。但在碱性介质中强度有所下降。

3 应用情况

2002—2003年,克拉玛依油田8口出砂井应采用改性糠醇树脂固砂剂进行了固砂试验,这些油井平均注汽温度280 ℃,措施后平均防砂有效期310 d,比上一轮次增油4 100 t。现场试验表明,糠醇树脂包覆砂能够适应高温注汽稠油井防砂要求,固结强度大,防砂有效期长。

4 结 论

1) 在糠醇树脂预聚体中加入酯类吸水剂(AC)、酸催化剂(SC)及硅树脂(M15)合成改性糠醇树

脂胶结剂,通过试验得出了胶结剂配方组成为:80.0%KAR+8.0%AC-2+8.0%M15+0.8%KH-550+3.2%SC-2。

2) 石英砂粒径为0.20~0.95 mm、剂砂比1:10,固化温度210 ℃时,固结体抗压强度达到9 MPa以上,渗透率在0.2 μm^2 以上,完全能满足不稳定地层的高温固结要求。

参 考 文 献

- [1] 何辽勤,安文忠,陈建兵. 膨胀筛管防砂技术及其在渤海湾油田的应用[J]. 石油钻探技术, 2003, 31(6): 39-41.
- [2] 张小平,余跃惠,戴向东. 改性呋喃树脂在气井固砂中的应用[J]. 石油钻探技术, 2000, 28(2), 41-42.
- [3] 商祥毅,严锦根,潘超奔. 适用于蒸汽吞吐井防砂的FSJ2-V耐高温树脂涂敷砂[J]. 油田化学, 2002, 19(2): 118-120.
- [4] 姬秀萍,庄福建,韩鹏. 硼改性树脂高温涂敷砂研究[J]. 特种油气藏, 2004, 11(4): 89-91.
- [5] 郑延成,李克华,周爱莲,等. 硅氧烷糠醇树脂固砂剂的作用机理及应用[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(5): 123-126.
- [6] 郑延成,周爱莲,赵修太,等. 无机物表面改性原理在高温防砂中的应用[J]. 钻采工艺, 2001, 24(6): 76-77.
- [7] 李小龙. 东辛西油田封隔循环一体化砾石充填防砂技术[J]. 石油钻探技术, 2004, 32(5): 54-56.
- [8] 陈二丁,彭洪军,郑月圆. 防砂用硅酸盐复合材料增渗剂的研制与性能评价[J]. 石油钻探技术, 2004, 32(6): 58-61.
- [9] 姬晓东,李怀文. 一次性注入树脂防砂技术[J]. 石油钻探技术, 1999, 27(1): 43-45.
- [10] Saunders I W, Mckinzie H I. Performance review of phenolic resin in gravel packing[J]. JPT, 1981, 33(2): 221-225.
- [11] 夏文干. 胶粘剂和胶结技术[M]. 北京: 国防工业出版社, 1986.
- [12] 李国荣. 合成树脂与玻璃钢[M]. 北京: 化学工业出版社, 1995.

[审稿 李相方]

Lab Test on Furfural Resin-Coated Sand in Steam Huff-Puff Wells

Zheng Yancheng¹ Liu Juan² Li Kehua¹

(1. Chemical and Environmental Institute, Yangtze University, Jingzhou, Hubei, 434023, China; 2. Exploration & Development Research Institute, Kramayi, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: The high temperature coated sand, composed mainly of KAR, AC-2 and M15, were investigated for the unstable formation caused by the sand production in steam Huff-Puff wells. The influence of mass ratio of sand-consolidation agent to sand, sand particle size, curing time and curing temperature on compressed strength and permeability of high temperature coated sand were studied. The lab tests indicate curing time, diameter of particle and permeability are increasing and compression pressure of resin-coated sand is decreasing with increasing the ratio of agent to sand. After analysis and comparison, the resin-coated agent with 80% KAR, 8.0% AC-2, 8.0% M15, 0.8% KH-550 and 3.2% SC-2 was selected, and the resin-coated sand has the compression pressure higher than 9 MPa, permeability higher than 0.2 μm^2 and good compatibilities in lab tests.

Key words: sand control; sand consolidation; compressive strength; steam soaking; laboratory testing