

· 油气钻采工程 ·

涩北气田堵水剂配方优化及封堵效果评价

冯兵¹, 岳湘安^{1*}, 赵仁保¹, 严曦¹, 刘翔²

(1. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007)

摘要: 涩北气田主力层系生产时间较长, 形成了高渗透层出水、低渗透层产气的状况, 产气量明显下降。为此, 通过正交实验的方法对凝胶体系主剂和添加剂的质量分数进行了优选, 研制了适合涩北气田气井堵水用的弱凝胶体系。通过正交静态实验对其成胶时间、成胶率以及成胶强度等进行了研究, 优选出主剂质量分数为5%的堵水剂配方, 并通过模拟实验对该堵水剂在涩北气田储层条件下的注入特性和封堵效果进行了评价。实验结果表明, 优选出的堵水剂成胶时间为7.9h, 成胶后静态屈服强度达到1 000Pa, 另外该堵水剂对出水层具有较好的选择性和较高的封堵强度, 并且不会封堵气藏产层, 说明该堵水剂对于涩北气田气层出水具有良好的封堵效果。

关键词: 堵水剂; 凝胶体系; 注入性能; 封堵效果; 涩北气田

中图分类号: TE358.3

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2010)01-0102-03

凝胶体系是在低质量分数的丙烯酰胺单体溶液中加入适量添加剂, 使之在进入地层后缓慢形成具有立体网状结构的粘弹性凝胶。在油井堵水方面, 曾经有过许多成功的封堵先例, 效果较好^[1-17]。而关于凝胶体系是否可用于气井堵水的研究较少。

涩北气田储层属于第四系滨浅湖相沉积, 岩性疏松, 成岩性差, 泥岩可塑性强, 砂泥岩交互沉积, 夹层多, 岩性及厚度变化大是该气田储层的主要特征。平面上分布稳定, 欠压实, 高孔隙度, 中—低渗透率, 泥质含量高, 非均质性较强。涩北气田开发一段时间后, 层间普遍出水, 目前应用排水采气和注水泥封堵方法效果有限。常规凝胶堵水剂由于粘度较大, 难以注入储层的出水部位, 不适合于现场施工要求。为此, 笔者针对涩北气田的出水特点, 利用正交实验方法优化了凝胶体系配方, 通过室内模拟实验对堵水剂的注入特性和封堵特性进行了动态评价, 确定了适用于涩北气田堵水的弱凝胶体系。

1 堵水剂静态评价实验

利用正交设计方法进行实验, 测试不同配方堵水剂成胶后的成胶时间、成胶率以及凝胶强度, 对比并评价了堵水剂的成胶特性。

1.1 实验试剂及仪器

实验试剂包括丙烯酰胺单体、N-N 亚甲基双丙烯酰胺、过硫酸钾、成胶稳定剂(UN), 均为分析纯。

实验仪器包括恒温干燥箱、AY120 型精密天平、SXJQ-1 型数显直流无级调速搅拌器和HAAKE RS-600 型流变仪。

1.2 正交实验

在前人研究成果的基础上^[7-11], 利用正交实验设计方法, 将堵水剂配方各组分的质量分数划分为4个水平, 主剂质量分数为3%, 4%, 5%和6%, 交联剂质量分数为0.05%, 0.1%, 0.15%和0.2%, 引发剂质量分数为0.05%, 0.1%, 0.15%和0.2%, 稳定剂质量分数为0, 0.05%, 0.1%和0.15%。对表征堵水剂性能指标的成胶时间、成胶率以及凝胶强度进行测定, 并根据凝胶强度代码标准对凝胶强度进行分级^[16-17], 按照直观法^[18]对正交实验结果进行数据处理。

由各因素对成胶效果的影响结果可以看出: ①从成胶强度看, 主剂的影响最为显著, 主剂质量分数越大, 成胶强度越高, 但随着主剂质量分数的增大, 成胶强度增幅呈现先增大后减小的趋势(图1); 交联剂的影响次之, 交联剂质量分数为0.15%时堵水剂的成胶强度最大, 说明交联剂质量分数的改变对

收稿日期: 2009-11-19; 改回日期: 2009-12-21。

作者简介: 冯兵, 男, 在读博士研究生, 从事提高采收率与采油化学方面的研究工作。联系电话: 13811727790, E-mail: fengbing810@126.com。

* 通信作者: 岳湘安, 男, 教授, 联系电话: (010)89733960, E-mail: yxa@bjpeu.edu.cn。

基金项目: 中国石油股份公司重大科技专项“涩北气区气藏高效开发技术与先导试验”(07-01Z-01-07)和国家科技支撑计划“复杂气田采气工艺技术研究”(2006BAB03B07)

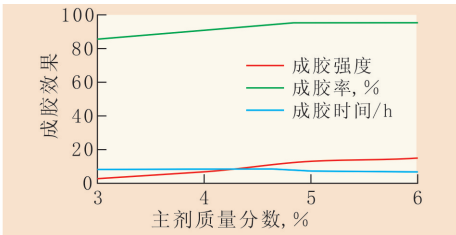


图 1 主剂质量分数对成胶效果的影响

成胶强度起到了调节作用;而引发剂对成胶强度的影响较小,稳定剂对成胶强度几乎没有影响(图 2a)。②从成胶时间来看,主剂的影响最大,主剂质量分数越低,成胶时间越长,主剂质量分数为 5% 时,成胶时间为 8.2h,质量分数大于 5% 时,成胶时间急剧缩短;交联剂等其他组分对成胶时间影响轻微,且成胶时间均为 8h 左右(图 2b),符合现场施工时间的要求,因此主剂的质量分数定为 5%。③从成胶率来看,主剂的影响也最大,主剂的质量分数达到 5% 后,成胶率不再继续升高,故主剂的最佳质量分数为 5%;其他组分对成胶率也起到了一定的调节作用,大致呈现各组分质量分数越大成胶率越高,但成胶率增幅明显下降(图 2c)。从成胶时间和成胶率来看,交联剂和引发剂的质量分数分别为 0.15% 和 0.1% 最佳,稳定剂质量分数高于 0.05% 时对成胶强度无影响,故稳定剂质量分数选择 0.05% 为宜。因此,最优堵水剂由质量分数为 5.0%

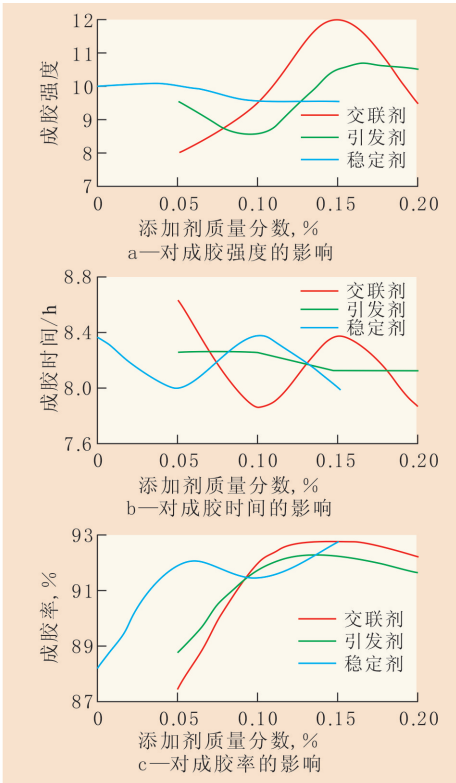


图 2 添加剂质量分数对成胶效果的影响

的主剂、0.15% 的交联剂、0.1% 的引发剂和 0.05% 的稳定剂组成。

1.3 堵水剂的流变性能

在温度为 60℃、剪切速率为 10s⁻¹ 的条件下,堵水剂的动力粘度为 5.6mPa·s,说明其流动性较好;该堵水剂在 60℃ 时的成胶时间为 7.9h。

成胶后堵水剂的静态屈服强度为 1 000Pa,在堵水剂屈服后,强度仍持续保持为 800Pa 左右,说明该堵水剂具有较高的强度和持久性。

2 注入特性和封堵特性评价

为了研究堵水剂在涪北气田的适应性,通过室内物理模拟对堵水剂的注入压力和封堵压力进行了测定,评价了其注入性能及封堵效果,进而探索了低质量分数凝胶体系的成胶稳定性。

2.1 实验条件

为模拟涪北气田出水层的物性,从储层岩心成分、渗透率、矿化度和温度 4 个方面进行了模拟。

涪北气田储层岩性以灰色泥岩和砂质泥岩为主,岩石泥质含量高,故实验模拟岩心采用 40~160 目露头砂,并添加储层解离岩心作为岩心制作材料,两者质量比为 2:1。

涪北气田储层渗透率为 0.32×10⁻³~612×10⁻³ μm²,出水部位渗透率多大于 400×10⁻³ μm²,气藏生产层渗透率小于 200×10⁻³ μm²,由于气层渗透率偏低,出水层渗透率偏高,因此对露头砂和储层岩心进行了人工和机械解离,对不同粒径和目数的颗粒进行了筛选和搭配,制得渗透率为 156×10⁻³, 423×10⁻³ 和 606×10⁻³ μm² 的岩心。

涪北气田总矿化度为 100~130g/L, pH 值为 7~8,水型主要为 CaCl₂ 型,因在成胶过程中堵水剂组分效能会受到矿化度的影响,故实验用水采用涪北气田涪 2-23 井的地层水。

涪北气田储层温度为 40~65℃,实验过程在 60℃ 恒温箱内完成。

2.2 实验结果分析

由 3 组填砂堵水剂注入实验结果可见(图 3),在按预定流量将堵水剂注入岩心的过程中,随着堵水剂注入量的增大,3 次实验注入压力均逐渐增大并最终趋于稳定;堵水剂在不同渗透率模拟岩心中的注入压力不同,渗透率越高,注入压力越小,当渗透率大于 420×10⁻³ μm² 时,最高注入压力为 0.5 MPa 左右;渗透率小于 200×10⁻³ μm² 时,注入压力

较高。由此可见,堵水剂优先进入渗透率大于 $420 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的出水层,而难以进入渗透率小于 $160 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层。结果表明,该类堵水剂对于渗透率大于 $420 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层具有较好的选择性,而现场出水层的渗透率大于 $400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,故堵水剂注入时优先进入出水层;而气藏产层渗透率小于 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,该堵水剂难以进入低渗透层。因此,该堵水剂适用于涩北气田的堵水作业。

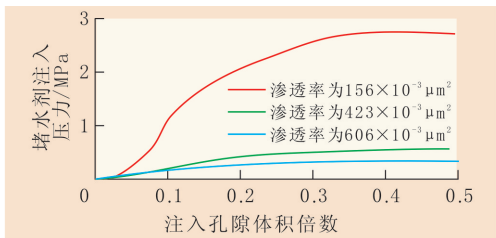


图 3 堵水剂的注入性能

由堵水剂注入岩心成胶后的封堵效果可知(图 4),当注水流量为 1.0 mL/min 时,随着注水量的增加,注入压力逐渐增大,渗透率越高,压力峰值越大,即最大封堵压力越大。当渗透率分别为 606×10^{-3} 和 $423 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,最大封堵压力分别为 11.5 和 9.0 MPa ,换算成封堵强度分别为 77 和 60 MPa/m ,说明该堵水剂封堵效果较好;而当渗透率为 $156 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,封堵压力较小,基本没有起到封堵作用。

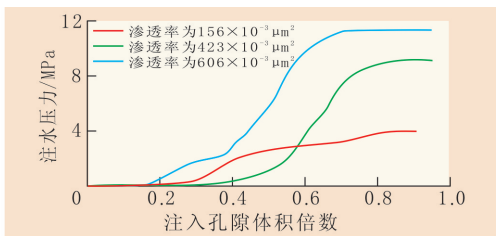


图 4 堵水剂封堵效果

综上所述,堵水剂在渗透率大于 $420 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层中具有较好的封堵性能,在渗透率小于 $160 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层中几乎没有封堵效果,由于涩北气藏出水层的渗透率多大于 $400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,并且气层渗透率多小于 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,因此该堵水剂对涩北气藏堵水具有较好的封堵特性。

3 结 论

由质量分数分别为 5.0% 的主剂、 0.15% 的交联剂、 0.1% 的引发剂和 0.05% 的稳定剂配制的凝胶体系,成胶时间为 7.9 h ,静态屈服强度为 1000 Pa ,

为涩北气田气井的合适堵水剂。在渗透率大于 $420 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 储层中,该堵水剂的注入性能较好,并且不能进入渗透率低于 $160 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的产层,所以该堵水剂优先选择出水层,且不会进入气藏产层。堵水剂成胶后具有足够高的封堵效果,在渗透率大于 $420 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的出水层中的封堵强度大于 60 MPa/m ,且不会对低渗透生产层产生封堵作用,说明该堵水剂可以用于涩北气藏气井的堵水作业。

参考文献:

- [1] 董雯,张贵才,葛际江,等.耐温抗盐水膨体调剖堵水剂的合成及性能评价[J].油气地质与采收率,2007,14(6):72-75.
- [2] 尚小琴,赖雅平,陈展云,等.淀粉丙烯酸酯表面控制反应机理及接枝产物结构表征[J].化工学报,2007,58(8):2110-2114.
- [3] 吕鑫,景艳,岳湘安. HPAM 弱凝胶用稳定剂 RL-1 的研制[J].石油与天然气化工,2005,34(2):126-127.
- [4] 殷艳玲,张贵才.化学堵水调剖剂综述[J].油气地质与采收率,2003,10(6):64-66.
- [5] 唐孝芬,刘玉章,刘戈辉,等.配套暂堵实现强凝胶堵水剂的选择性堵水实验研究[J].石油勘探与开发,2003,30(1):102-104.
- [6] 朱平.复合交联聚合物凝胶调剖体系在杨家坝油田杨 10-3 井组的应用[J].油气地质与采收率,2007,14(5):95-97.
- [7] 唐孝芬,蔡志军,张继勇,等.地层内聚合丙烯酸酯凝胶堵水封窜技术[J].石油勘探与开发,1997,24(3):89-91.
- [8] 岳湘安,侯吉瑞,邱茂君,等.聚合物凝胶颗粒调剖特性评价[J].油气地质与采收率,2006,13(2):81-84.
- [9] 李粉丽,侯吉瑞,刘应辉,等.改性淀粉强凝胶堵剂的研制[J].大庆石油地质与开发,2007,26(2):80-82.
- [10] 高建,岳湘安,侯吉瑞,等. HSG 冻胶调剖堵水剂室内评价[J].石油钻采工艺,2006,28(4):40-43.
- [11] 曹功泽,侯吉瑞,岳湘安,等.改性淀粉-丙烯酸酯接枝共聚调堵水剂的动态成胶性能[J].油气地质与采收率,2008,15(5):72-74.
- [12] 赵福麟.采油剂[M].东营:石油大学出版社,1993.
- [13] 刘一江,王香增.化学调剖堵水技术[M].北京:石油工业出版社,1999.
- [14] Ranjbar M, Clausthal T U, Czolbe P, et al. SPE member comparative laboratory selection and field testing of polymers for selective control of water production in gas wells[C]. SPE 28984.
- [15] Wassmuth F, Green K, Hodgins L. Water shut-off gas wells: prooper gel placements is the key to success[C]. SPE 89403.
- [16] 唐孝芬,李红艳,刘玉章,等.交联聚合物冻胶调堵水剂性能评价指标及方法[J].石油钻采工艺,2004,26(2):49-52.
- [17] 苏川,陈德民,赵永兴,等.一种油井深部堵水剂的制备[J].新疆石油学院学报,2004,16(2):44-47.
- [18] 刘振学,黄仁和田爱民.实验设计与数据处理[M].北京:化学工业出版社,2005.