

文章编号:1001-6112(2012)S1-0099-03

有机凝胶堵剂在塔河油田砂岩水平井堵水中的应用

陈友梦

(中国石化西北油田分公司塔河采油一厂,新疆轮台 841604)

摘要:塔河油田的三叠系底水砂岩油藏主要以水平井开发为主,由于受油藏非均质性影响,水平井在开发过程中容易形成点锥、脊进导致含水迅速上升,成为水平井开发的主要矛盾。采用有机凝胶堵剂深部封堵出水孔道,可实现控水增油,该技术在现场实践中取得较好的应用效果。

关键词:有机凝胶;水平井堵水;底水砂岩油藏;提高采收率;塔河油田

中图分类号:TE358

文献标识码:A

Organogels to plug water in sandstone horizontal wells in Tahe Oil Field

Chen Youmeng

(Tahe No. 1 Oil Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841604, China)

Abstract: Horizontal wells, as one of the most efficient ways, are applied to develop the Triassic sandstone reservoirs with bottom water in the Tahe Oil Field. For heterogeneous reservoirs, water coning and imaginary coning might take place during exploration, resulting in the rapid increasing of water content. This is the major problem in horizontal well exploitation. In view of it, organic water-plugging agent can block asculums and improve oil-driving and sweeping coefficients. This technology has applied well in field works.

Key words: organogel; water-plugging in horizontal well; sandstone reservoir with bottom water; improvement of recovery rate; Tahe Oil Field

1 砂岩水平井堵水概况

1.1 油藏概况

塔河油田碎屑岩油藏为中孔高渗油藏,油层薄、层系少,底水活跃,垂直渗透率高,非均质性严重,储层埋深 4 200 ~ 5 100 m,压力系数 1.08 ~ 1.16,地层温度梯度 2.2 ~ 2.3 °C/hm,平均孔隙度 19% ~ 27%,渗透率为 $(56 \sim 416) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。碎屑岩油藏主力区块塔河一区、九区、KZ1 区块主要以水平井开发,西达里亚等老区调整井基本采用水平井开发,取得了较好效果。

随着油田的开发,油藏储层岩性差异增大,非均质性严重,层内、层间矛盾日益突出,地层水易沿高渗透带窜流,水平井含水也逐年上升^[1],因此针对出水油井的高渗透、高含水层进行油井封窜堵水的技术应运而生。

1.2 出水机理认识

根据水的来源可将油井出水分为同层水和层间水,过分产水的 2 个主要原因是水的锥进和窜流^[2]。

对于塔河油田底水砂岩油藏油井,射开油层上部完井,由于油层的非均质性和油水的流度比的不同,随着油水界面的前进,下部底水随着时间的推移,纵向上可能单层突进,横向上可能形成指进,沿大孔道串流占据了原来属于油的通道^[3],从而导致油相对渗透率降低,而水相的相对渗透率增加,加速水锥的形成。

油井固井质量差、套管损坏引起流体窜槽^[4],裂缝和高渗透性薄夹层等多因素下复合出水使油井过早见水。

1.3 堵水概况

我厂从 2008 年开始碎屑岩水平井化学堵水封窜的工作,先后应用过无机堵剂(硅酸盐体系)、有机堵剂(冻胶、凝胶体系),超细碳酸钙、乳状液堵水等技术,为塔河采油一厂的控水稳油奠定了基础。

堵水面临许多难点,主要受井深、高温、高压、高矿化度及多轮次堵水造成地层非均质性严重等因素的影响和制约,某些井综合含水已达 90% 以上。在此条件下应用 HRP(A(地层水)体系有机凝

表1 2010年塔河油田不同类型堵剂堵水效果对比

Table 1 Effects of different types of water-plugging agents applied in Tahe Oil Field during year 2010

| 堵剂类型 | 实施井次/次 | 有效井次/次 | 有效率/% | 90天评价增油/t |
|------|--------|--------|-------|-----------|
| 颗粒类 | 22 | 8 | 36.4 | 4 022.5 |
| 乳状液 | 22 | 12 | 54.5 | 9 587.5 |
| 硅酸盐 | 2 | 1 | 50.0 | 117.8 |
| 有机凝胶 | 3 | 3 | 100.0 | 1 281.6 |

胶堵剂进行深部堵水,从而改善开发效果,提高采收率,并且取得了一定效果(表1)。

2 有机凝胶堵水研究

2.1 室内试验

有机凝胶是具备选择性功能的高温耐盐高强度有机堵剂。体系主要由成胶剂、交联剂、促凝剂、稳定剂等材料组成^[5]。在模拟油藏温度 110 °C、总矿化度 200 000 mg/L 条件下进行的,交联时间可以在 4 ~ 16 h 可调,实验表明其堵塞率可以达到 98.7%,适合于层段渗透性、含水率差异较大的油井堵水。

2.1.1 110 °C 条件下 HRP A 延迟成胶实验

为了确定体系的胶凝时间,进行了不同配方的胶凝时间试验,按表2所示配方配置三组溶液,编号①②③,放置于容器中,放入 110 °C 干燥箱中;评价表明通过调整交联剂的用量可以将胶凝时间调整在 8 ~ 16 h。

2.1.2 原油对堵剂成胶的影响

按表3所列配方配置4组溶液,编号①②③④,放入 90 °C 恒温水浴中,1 h 后观察现象,4组试验均已凝胶,原油对凝胶并未阻碍凝胶的形成,分析原油可以从凝胶中析出。

从筛选的体系来看,原油不会和凝胶胶结在一

表2 110 °C 条件下有机凝胶延迟成胶实验

Table 2 Test of organogels delay into gels under 110 °C

| 实验条件 | 时间/h | 样品① | 样品② | 样品③ |
|----------------|------|-------------|------------|-----------|
| 样品体积/mL | | 50 | 50 | 50 |
| HG-1/% | | 1.5 | 1.0 | 0.5 |
| HC-1/% | | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| HC-3/% | | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| 110 °C 条件下成胶情况 | 8 | 未成胶 | 未成胶 | 未成胶 |
| | 12 | 略有凝胶 | 略有凝胶 | 开始凝胶 |
| | 16 | 进一步成胶,强度一般; | 进一步成胶,强度一般 | 完全凝胶,强度较好 |
| | 20 | 完全凝胶,强度较好 | 完全凝胶,强度较好 | |

表3 原油对有机凝胶成胶影响评价

Table 3 Impacts of crude oils on organogels into gels

| 实验条件 | 样品① | 样品② | 样品③ | 样品④ |
|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 样品体积/mL | 50 | 50 | 50 | 50 |
| HG-1/% | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| HC-1/% | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 |
| HC-2/% | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 |
| HEC-1/% | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 |
| 原油/% | 0 | 5 | 10 | 20 |
| 90 °C 恒温水浴中的现象 | 1h内凝胶,强度好 | 1h内凝胶,强度好 | 1h内凝胶,强度好 | 1h内凝胶,强度好 |

起,在地层条件下形成的凝胶由于是强亲水的,因此在高含油饱和度的条件下,形成的凝胶不会与地层颗粒有较强的胶结作用^[6],甚至可以随着地层流体的产出跟着流产出,因此对于含油较高层段不会有较强的封堵作用。

2.1.3 有机凝胶岩心实验

利用单管模型实验测定堵剂对岩心的封堵性能。首先水驱测得堵前渗透率,然后将 HRP A 堵剂体系正向注入岩心,将封堵后的岩心放入 110 °C 的烘箱中放置 30 h,测量其封堵率,考察堵剂封堵岩心的有效性。结果为:堵前渗透率 3.52 μm^2 ,堵后渗透率 0.043 μm^2 ,体系具有很好的封堵能力,封堵率达到 98.8%。

2.1.4 有机凝胶堵剂耐温、抗盐、酸碱实验

将已经成胶的凝胶放入密闭的容器中,然后放入 170 °C 的烘箱中恒温 72 h,胶体未破胶,无脱水。将成胶后的凝胶分别浸泡于 2% 的氯化钠溶液、1% 的氢氧化钠溶液和 15% 的盐酸溶液中,实验温度下接触 60 ~ 120 min,胶体未破碎,无脱水。实验表明堵剂成胶后具有很好的耐温、抗盐、耐酸碱性能。

2.2 现场应用

2.2.1 堵剂段塞组合设计

TK924H 井位于构造边部位,水平段油层厚度 12 m,避水高度 10 m,单井控制储量 24 \times 10⁴ t,目前累产液 13 \times 10⁴ t,累产油 4.7 \times 10⁴ t,单井采出程度较低(19.6%,尚有大量剩余油未采出),堵水前日液 61.1 t,日产油 0.6 t,含水 99%。

根据油藏底水能量强、水平井非均质强和产出液量规律与高渗段对应关系强的特点,为了实现有效控水,采用多段塞组合注入的方法^[7],将强度不同的堵剂由远及近逐步提高堵剂强度等方法,实现深部注入和有效封堵高产水层和水窜通道,具有如下的技术特点和优势:1)弱凝胶深部选择性改善

油水相对渗透性,控制地层水的产出;2)高强度凝胶中部过渡区封堵高渗出水通道;3)高强度凝胶复合固相颗粒近井地带封口,克服一般化学堵剂容易被油水冲刷被带出的矛盾。

2.2.2 堵剂用量设计

利用公式 $V = a\pi(R^2 - r^2)L\phi b$ 来设计堵剂用量 (V)。式中: ϕ 为储层孔隙度; L 为水平段高渗条带的长度; a 为可动流体系数; b 为有效孔隙系数。

本次堵水根据高渗条带的长度 50 m,有效孔隙度按照 80%,可动流体系数 0.3 计算:

(1)HRPA-I 凝胶体系用量。按照封堵深度 6 m,段塞深度 1.0~1.5 m 设计,堵剂用量 90 m³,配置 100 m³。

(2)HRPA 体系高强度凝胶用量。按照封堵深度 5 m,段塞深度 3.5 m 设计,堵剂用量 180 m³,配置 198 m³。

(3)HRPA 体系高强度凝胶与固相颗粒复合堵剂用量。按照封堵深度 1.5 m,段塞深度 1.5 m 设计,堵剂用量 20 m³,配置 22 m³。

准备 600 目的 CaCO₃ 60 kg,实际加入时根据净压力变化确定。

2.2.3 堵水效果分析

从堵水施工曲线(图 1)可以看出,有明显爬坡现象,说明堵剂进入地层并形成了一定封堵。从图 2 生产曲线可以看出,该井堵水后含水明显下降,产油量明显上升,说明 HRPA 系列堵剂适合塔河碎屑岩水平井深部封堵。堵水效果明显,最低含水降低到了 80%左右,累计增油 928.4 t,有效期 240 d,平均日增油 3.86 t,措施增油效果显著。

选取地质条件相似的另 2 口井进行 HRPA 系列堵剂现场试验,并对堵水效果进行跟踪、评价。3 口井的堵水均达到增油效果(表 4),说明 HRPA 系



图 1 塔河油田 TK924H 井泵注施工曲线

Fig. 1 Pumping operation curves of well TK924H, Tahe Oil Field

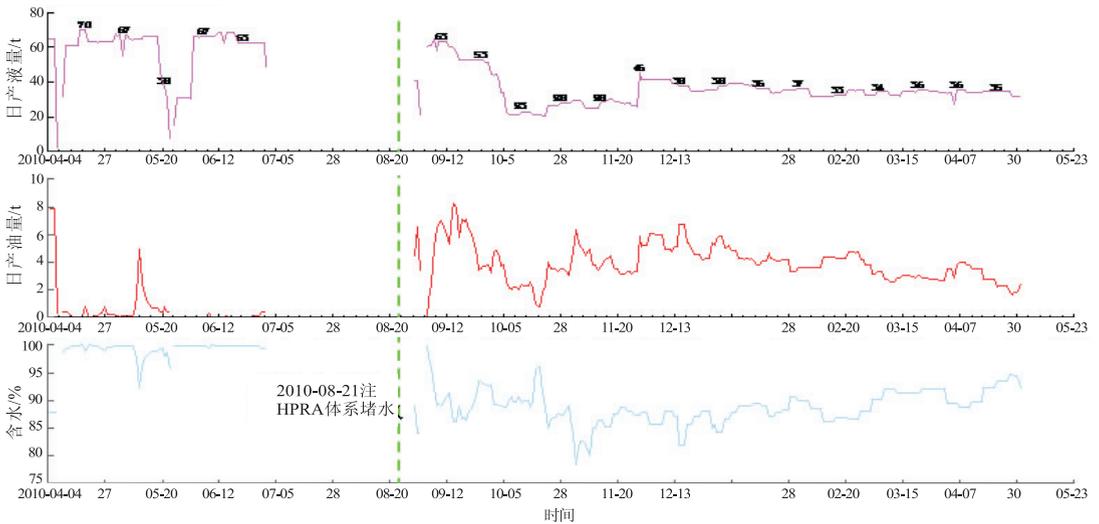


图 2 塔河油田 TK924H 井堵水前后生产曲线

Fig. 2 Production curves before and after water-plugging in well TK924H, Tahe Oil Field

表 4 塔河油田 2010 年有机凝胶体系堵剂堵水效果评价

Table 4 Effects of organogels water-plugging system in Tahe Oil Field during year 2010

| 井号 | 施工时间/月-日 | 堵水前产况 | | | 堵水后产况 | | | 有效期/d | 累增油/t |
|--------|----------|-------|------|------|-------|------|------|-------|---------|
| | | 日液/t | 日油/t | 含水/% | 日液/t | 日油/t | 含水/% | | |
| TK110H | 09-24 | 32.2 | 0.2 | 99.4 | 45 | 7.2 | 80 | 175 | 1 908.3 |
| TK238H | 12-26 | 34.6 | 0.0 | 99.9 | 39 | 2.4 | 93.8 | 104 | 258.7 |
| TK924H | 08-21 | 61.1 | 0.6 | 99.0 | 38.4 | 4.2 | 89.1 | 240 | 928.4 |

3.4 取样及检测环节的优化

3.4.1 加铁离子稳定剂减少暴氧造成的水质不合格^[2]

该污水处理站污水含铁均高于 20 mg/L, 根据 2.3 节所述, 不加铁离子稳定剂, 仅 30 min 水质恶化 34.6%。即使水质达标, 也极有可能因暴氧造成检测不合格。6 月后, 该污水处理系统检测水样取样前, 均先在空瓶中滴入 0.5 mL 的铁离子稳定剂, 检测水质达到 B1 要求。

3.4.2 取样瓶及取样口的洁净问题

目前现场的取样口繁多, 共同特点是末端均为金属, 容易在取样环节沾染铁锈造成水质的污染。此外, 取样瓶是瓶盖与瓶体分开放置, 容易沾染沙尘等污物。

通过在取样口加装胶皮管, 延长取样时间, 清洗取样瓶后加盖等方式, 已基本解决取样环节造成的二次污染问题。

4 结论

1) 经过现场工艺控制环节、化学药剂加注环节和取样检测环节的优化, 目前联合站污水处理系统双滤料过滤器出口水质达到建站以来近两年的

最好值。目前水质稳定, 含油小于 1.0 mg/L, 浊度小于 2.0 NTU, 悬浮物含量小于 3.0 mg/L, 粒径中值小于 2.0 μm , 已经完全达到 B1 要求。

2) 笔者从事 3 年多水质管理工作, 认为水质管理工作难度极大。当处理流程、加药、取样等 3 大环节均正常运行时, 水质才能勉强达标。当某个环节出现波动, 比如收油不及时, 造成大量油进入过滤器等设备, 净水剂 B 剂搅拌结块, 新井投产脱水异常等现象, 都会引起水质超标。一旦超标, 至少需要一周时间来恢复。

3) 随着油田开发的深入, 综合含水的升高, 原油脱水处理难度逐渐降低, 而注水工作的进一步开展, 对水质的要求更高。本文提出的 3 方面措施, 尤其前 2 方面, 应该持续稳定的做好, 从而提高注水率和水质达标率, 最终达到增产之目的。

参考文献:

- [1] 蒋建勋, 王永清, 李海涛, 等. 注水开发油田水质优化方法研究[J]. 西南石油学院学报, 2003, 25(3): 3, 26-29.
- [2] 范韬. 油田污水水质稳定技术的研究[J]. 石油与天然气化工, 2011, 42(2): 214-217.

(编辑 黄娟)

(上接第 101 页)

列堵剂对塔河油田碎屑岩水平井深部封堵、控水增油具有较好的适应性。

3 结论与认识

1) 该体系具有耐高温、高矿化度、高强度、封堵率高等性能, 适应塔河油田油藏条件。

2) 该体系具有一定油水选择性, 且成胶时间和封堵强度可控。

3) 现场试验表明, 油井深部堵水技术是一项经济效益可观的、提高采收率可行的技术。

参考文献:

- [1] 任皓. 油井堵水技术进展[J]. 钻采工艺, 1994, 17(3): 39-44.
- [2] 赵福麟. 堵水剂[J]. 油田化学, 1986, 3(1): 39-49.
- [3] 张小平, 罗跃. 高渗透地层选择性堵水剂 JTD 的研制与应用[J]. 油田化学, 2001(3): 215-218.
- [4] 胡博仲. 大庆油田机械细分堵水技术[J]. 石油钻采工艺, 1998, 20(5): 79-84.
- [5] 赵福麟. 采油用剂[M]. 东营: 石油大学出版社, 1997: 57-76.
- [6] 赵福麟. 采油用剂及其发展趋势[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1988, 12(S): 124-144.
- [7] 刘翔鹏. 油田堵水技术论文集[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 7.

(编辑 徐文明)