

文章编号: 1001-6112(2011)S1-0149-03

# 比重法堵水技术在塔河油田缝洞型油藏的应用

任 远, 黄明良, 刘 瑞

(中国石化 西北油田分公司 塔河采油二厂, 新疆 轮台 841604)

**摘要:**奥陶系碳酸盐岩缝洞型油藏为带底水的油气藏, 油井见水主要是底水在裂缝系统内沿裂缝钻进井筒所致, 含水快速上升, 而各个单井的压力系统不一样, 储层发育模式不一样, 导致碳酸盐岩堵水无规律可循, 堵水难度大。灰岩油藏比重法堵水新技术的研究与应用在塔河油田碳酸盐岩堵水取得了显著的效果, 为塔河油田油井堵水控水提供了新的思路。

**关键词:**比重法堵水; 缝洞型油藏; 现场应用; 塔河油田

**中图分类号:** TE358<sup>+</sup>.3

**文献标识码:** A

## Application of proportion plugging in fractured and vuggy reservoirs, Tahe Oil Field

Ren Yuan, Huang Mingliang, Liu Rui

(No. 2 Tahe Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841604, China)

**Abstract:** Water was found at the bottom of the Ordovician carbonate fractured and vuggy reservoirs. The bottom water migrated along fractures into wellbore, resulting in well water. Water content rapidly increased, and pressure system and reservoir generation model varied between different wells, hence there was no regularity for water plugging in carbonate rocks. A new proportion plugging technology was developed and applied in carbonate reservoirs of the Tahe Oil Field, providing new ideas for water controlling and plugging in the study area.

**Key words:** proportion plugging technology; fractured and vuggy reservoir; field application; Tahe Oil Field

### 1 塔河油田缝洞型油藏开发现状

塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型油藏底水大<sup>[1]</sup>, 但无统一的油水界面, 高角度裂缝发育, 纵向连通性好, 油井见水快, 见水后含水快速上升, 控水效果差。从 2002 年开始, 针对高含水井尝试堵水试验, 但因受高温高压地层条件限制, 堵剂选择性小; 同时, 因储层非均质性强, 发育模式不清, 造成堵水施工参数很难准确把握, 堵水有效率较低, 已实施堵水 60 井次, 有效 37 井次, 有效率仅 62%。

堵水工艺分为机械堵水和化学堵水 2 类<sup>[2]</sup>。由于塔河油田奥陶系油层是缝洞型块状碳酸盐岩油藏, 没有明显夹层, 底水是造成油井见水的主要原因, 对高含水油井, 其出水层段不明确, 采用化学选择性堵水可有效封堵出水层段, 释放剩余油的潜力层段, 配合堵水后小规模酸压或酸化解堵措施能够提高碳酸盐岩油井堵水效果。

塔河采油二厂根据所管辖奥陶系油藏不同储

层特征及流体分布规律(图 1), 有针对性地开展化学堵水技术的研究与尝试, 取得了一定成果, 但也存在对油井见水机理分析不透和油藏裂缝的连通关系分析不明、施工中隔板半径不够、胶结强度不够、酸化过量、底水能量过强等主客观问题, 造成的堵水有效率和有效天数偏低<sup>[3]</sup>。目前含水大于 60% 的油井共 41 口, 占生产井数的 16.2%, 产量仅占 1.5%, 高含水井治理问题已成为碳酸盐岩油藏高效开发面临的重要问题, 堵水也已成为一项重要的进攻型措施, 研究新型堵水工艺迫在眉睫。

### 2 比重法堵水新技术

#### 2.1 原理

比重法堵水的原理是采用低密度不分散堵水剂注入产层, 对井筒地层实施深部封堵, 利用堵剂与地层流体的密度差异以及不分散性能, 在地层深部分层固结隔断底水与上部产油层的通道, 释放产油层的生产阻力实现降水增油。该工艺借鉴关井压锥

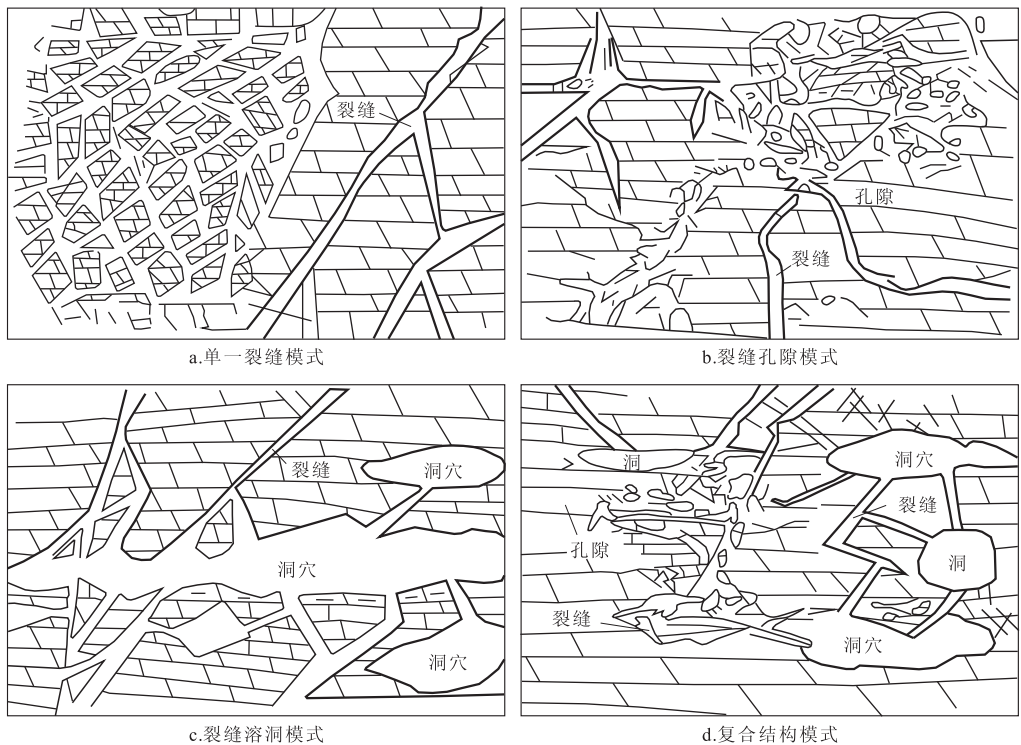


图1 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏流动单元类型模式

Fig. 1 Flow unit types of carbonate fractured and vuggy reservoirs in Tahe Oil Field

原理在地层深部分层,适用油水同出地质模型。

### 2.2 选井原则

1)初期产能较高或有接替层段,含水上升和产量下降速度较快的暴性水淹油井,该类油井具有较多可挖潜剩余油;2)根据测井和生产测试结果,选择纵向渗透率差异较大及生产剖面纵向差异大的井,堵剂注入时易于进入大缝大洞中,即封堵了底水锥进的通道,解放次一级储集缝洞的产能,可获得较高的堵水成功率;3)酸压投产井,由于在近井地带,酸压形成的缝即是出水通道,又是出油通道,堵水后可能使油井失去产油能力,因此酸压投产井应有选择性的堵水;4)生产层段是以裂缝为主的裂缝性储层、以溶蚀孔洞为主的孔洞型储层或以晶、粒间孔隙为主的孔隙型储层可以得到良好的堵水效果,其原因是生产层段的渗流通道类型一致,堵剂较易进入出水较多的生产通道,获得较好的堵水效果。

### 2.3 堵剂性能

采用DM-10油井不分散堵水剂。密度为1.06~1.09 g/cm<sup>3</sup>,亲水但不被稀释分散、不亲油,在120℃温度条件下,形成不渗透有一定强度的固结物,固结物的固结时间可控并相对长期稳定。顶替出井筒保证堵水剂的顶替位置;利用堵水液的良好性能在地层深部油气(0.95 g/cm<sup>3</sup>)、堵水液(1.09 g/cm<sup>3</sup>)、地

层水(1.13 g/cm<sup>3</sup>)的密度差异形成堵塞段塞。该堵剂特点:1)密度、强度可调。根据地层缝洞发育及吸水能力需要配制堵水液密度在1.06~1.09 g/cm<sup>3</sup>,它可通过重力分异作用进入油水过度层,适合用于封堵上窜底水;2)不分散性能。该堵水液亲水性但在水中不分散,能在120℃经过12 h后初凝,20 h后固结在底水上窜的缝洞中形成堵塞物。

### 2.4 工艺设计

1)堵剂组合:前置隔离液为0.4%高分子溶液;主体堵剂为DM-10油井不分散堵水剂;过顶替为0.4%高分子溶液及清水。

2)堵剂用量:设计用量  $V = \pi R^2 H \phi = 3.14 \times 6^2 \times (2 \sim 3) \times 20\% \approx 45 \sim 68 \text{ m}^3$ ;顶替液用量  $V = 10 \text{ m}^3$ (高分子溶液) + 20 m<sup>3</sup>(清水)(根据修井时所下管串而定),计算依据:修井时所下管串深度 × (3.02 ~ 4.65) × 130%(附加系数) ≈ 25 ~ 35 m<sup>3</sup>;另外准备有效清水150 m<sup>3</sup>作为顶替液备用。

## 3 现场应用情况

TH10104井:该井钻井过程中无放空,无漏失,酸压完井效果明显;对其后的生产情况进行分析,自身未有天然沟通底水裂缝存在,酸压也未沟通底水,含水上升主要来自转机采后由于井底的生产压差放大导致近井地带的裂缝沟通底水。根据

2 年来的关井压锥实践分析,产液量的提升主要来自于沟通底水裂缝的来水,而且裂缝的规模是逐步放大,而油层的供油能力保持相对恒定,只是由于底水的供应加大而形成压锥效果越来越差;随着高含水间开轮次增加,间开效果逐渐变差,周期产油仅 3 t。

2009 年 4 月至 10 月,该项目完成了室内试验、堵剂研制、配伍性试验等工作。2010 年 4 月 8 日实施比重法堵水,探井底 5 669.1 m,分 2 个段塞挤堵用堵剂 60 m<sup>3</sup>,施工排量在 0.2~0.3 m<sup>3</sup>/h,注入堵剂过程未起压,顶替结束时油压 2 MPa,套压 4 MPa,实现了深部封堵的目标(图 2)。堵剂密度 1.07~1.09 g/cm<sup>3</sup>,在地层深部由于原油(0.95~1.03 g/cm<sup>3</sup>)、堵剂(1.09 g/cm<sup>3</sup>)、地层水(1.13 g/cm<sup>3</sup>)的密度差下固结隔断底水与上部产油层的通道,并在井筒内留塞至 5 595.01 m,未实施扫塞、酸化。4 月 18 日开井后初期日产油 10 t 左右,含水下降至 30%左右,并在 24 d 后形成自喷,累计增油 1 200 t(图 3)。

## 4 结论

1) 挤堵施工过程中,注意挤堵前塞面的选择,防止钻塞太多而导致大量堵剂漏失,不能有效地形成隔层;另一方面,钻塞太少,挤堵困难,难以完成挤堵。

2) 在进行深部堵水后,近井地带受到污染,通过酸洗可以解除。但多次、较高压力的测吸水以及高泵压、大排量的酸洗施工可能导致形成的人工隔

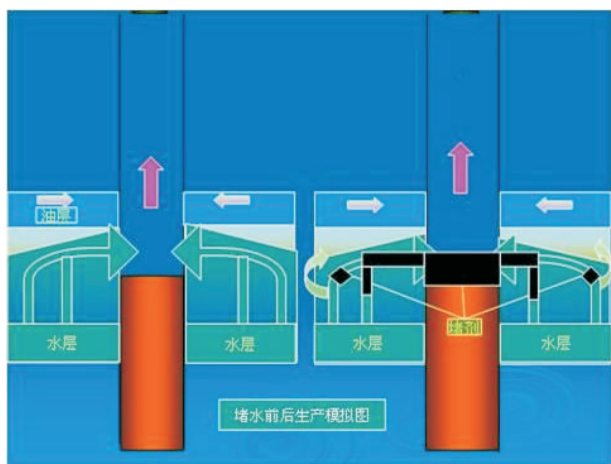


图 2 比重法堵水效果示意

Fig. 2 Effect of proportion plugging technology

板被破坏,再次沟通水体。

3) 比重法堵水在 TH10104 井试验的成功,为塔河油田油井堵水控水提供了新的思路,下步将继续扩大化学堵水试验力度,总结分析化学堵水的影响因素,不断优化工艺参数,提高化学堵水有效率。

### 参考文献:

- [1] 谭承军,邓敦下,唐一丹. 塔河油田碳酸盐岩溶缝洞型油藏驱油机理及堵水机理探讨[M]. 北京:石油工业出版社,2001.
- [2] 赵海洋. 碳酸盐岩油藏深井堵水工艺技术研究与应用[M]. 北京:中国石化出版社,2005.
- [3] 王乃举. 稳油控水专辑[M]. 北京:石油工业出版社,2005.

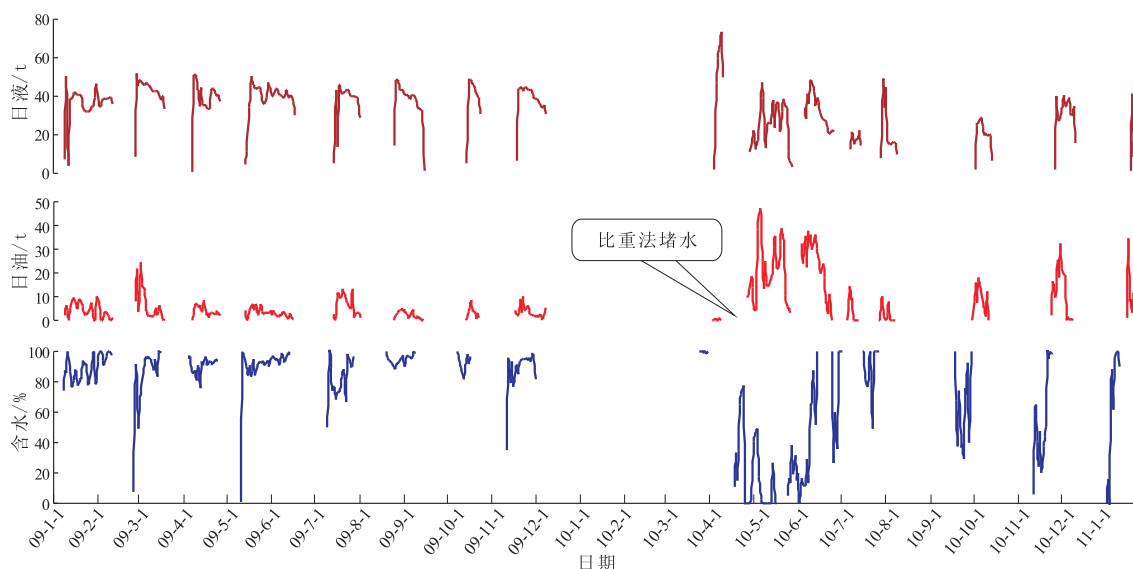


图 3 塔河油田 TH10104 井综合采油曲线

Fig. 3 Integrated production curves of Well TH10104, Tahe Oil Field