

# 新型一袋化堵漏技术在塔河油田中的应用

潘丽娟, 牛晓, 何仲, 方静

(中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院, 乌鲁木齐 830011)

**摘要:** 针对塔河油田奥陶系缝洞型储层易井漏、堵漏浆难以滞留、堵漏配方和工艺复杂的难题, 提出了理想填充-紧密堆积理论结合的思路。通过优选可酸溶堵漏材料及其颗粒级配, 研究形成封堵1~5 mm不同尺寸裂缝的5套堵漏配方, 室内承压能力在10 MPa以上, 酸溶率超过75%。上述堵漏配方分别生产为一袋化产品, 在塔河油田X13H井和X193井奥陶系储层堵漏均一次成功。新型一袋化堵漏技术的配方颗粒级配和施工工艺合理有效, 且实现了可酸溶解堵。

**关键词:** 可酸溶堵漏材料; 一袋化堵漏; 缝洞型储层; 奥陶系; 塔河油田

中图分类号: TE28

文献标识码: A

## Application of one-bag plugging technology in Tahe oilfield

Pan Lijuan, Niu Xiao, He Zhong, Fang Jing

(Research Institute of Engineering Technology, SINOPEC Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

**Abstract:** When drilling in the Ordovician fractured-and-vuggy reservoirs in the Tahe oilfield, leakage often occurs. It is difficult to stop plugging slurry leakage, and the formula and processing of plugging slurry are complex. An idea combining ideal filling and close packing theory was put forward. Acid-soluble plugging materials were selected according to different grain sizes, and five sets of plugging slurry formula were made for fractures 1-5 mm wide. The indoor pressure capacity is 10 MPa or more, and the acid solution rate is more than 75%. Some one-bagging products were made according to the above formula, and achieved success in the Ordovician reservoirs in wells X13H and X193. The particle composition and construction technology of the one-bagging products are reasonable, and realized acid solution.

**Key words:** acid-soluble plugging material; one-bagging plugging; fractured-and-vuggy reservoir; Ordovician; Tahe oilfield

塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层裂缝-孔洞型地层多, 一旦钻遇井漏, 钻井液漏失速度快且漏失量大, 堵漏浆难以滞留、堵漏配方和工艺复杂, 约30%井无法进行有效封堵, 导致提前完钻, 多口井完井后无产能或产能很小, 漏失及诱发的损害严重制约着缝洞性油气藏的钻探及开发<sup>[1-2]</sup>。本文结合奥陶系储层堵漏难点及对策分析, 开展新型堵漏技术研究, 以期实现储层堵漏的高效性、稳定性、酸溶性, 对于提高勘探开发进程具有重要意义。

## 1 奥陶系储层堵漏难点及对策分析

### 1.1 堵漏难点

(1) 奥陶系地层裂缝、孔洞发育, 连通性较好, 且钻井液漏失密度低, 一般为1.08~1.12 g/cm<sup>3</sup>左右, 堵漏浆很难在地层内滞留。同时, 缝洞离井筒越近、内径越大, 宽度增幅越大, 储层发生漏失的概率

和控制漏失的难度越大。如钻遇漏失, 一般采用吊罐、强钻相结合方式实现完钻, 钻井液漏失速度快且漏失量大。

(2) 奥陶系地层埋深一般在6 100~6 700 m, 地温梯度为1.95~2.20 °C/hm, 地层温度为130~150 °C不等。漏层温度高, 对堵漏材料及堵漏浆有更高的抗温要求, 需要达150 °C以上。常规桥浆堵漏用的核桃壳、锯末等堵漏材料, 在高温下性能将变差甚至碳化失效。

(3) 奥陶系储层漏失已成为碳酸盐岩储层最严重的损害方式之一, 致使多口油气井完井后无产能或产能很小。如X1271井漏失钻井液520.85 m<sup>3</sup>, 完井后无产能; X2井漏失钻井液2 285 m<sup>3</sup>, 完井后低产。塔河油田现用堵漏技术主要有桥接堵漏、水泥堵漏、交联成膜-化学固结堵漏等, 但是在奥陶系堵漏施工过程中, 均存在一定的问题和不足<sup>[3-5]</sup>。

## 1.2 堵漏对策分析

针对这些难点,可采取以下措施进行应对,降低漏失及诱发损害的风险:

(1)防堵结合,以防为主,当进入易漏地层时,可首先使用酸溶性随钻堵漏材料提高地层承压能力,防止小漏及诱导性漏失;当发生中漏、大漏时或者失返性漏失时,采用酸溶性裂缝堵漏材料堵漏或者酸溶水泥进行堵漏<sup>[4-5]</sup>。

(2)优选抗温能力及抗压能力达到要求的材料作为堵漏原料,保证堵漏配方整体的抗温性能及承压能力。

(3)优选具有悬浮作用的堵漏材料,比如纤维类堵漏材料,提高堵漏浆的悬浮稳定性<sup>[3-5]</sup>。

(4)采取理想填充—紧密堆积理论结合的思路,优化颗粒级配,实现高效稳定封堵<sup>[6-7]</sup>。

## 2 室内研究

通过室内实验和现场反馈资料,优选确定了抗温不低于 180 ℃ 的酸溶性三角锥架桥颗粒、酸溶性纤维等材料及其最佳的颗粒级配,研究形成了封堵 1~5 mm 不同尺寸裂缝的 5 套堵漏配方,室内承压能力 10 MPa 以上,酸溶率超过 75%。

### 2.1 堵漏材料优选

通过 150 ℃ 高温强度测试和酸溶性实验评价,优选出三角锥架桥颗粒、酸溶性纤维 A 和多孔性硅质材料、天然片状碳酸钙材料以及可变形软弹性橡胶材料。

其中,酸溶性架桥锥材料能实现在漏失通道快速架桥的目的。当漏失通道中架桥颗粒足量,该材料可排列整齐紧密,快速形成架桥、缩小漏失通道,大幅度提高一次堵漏成功率;纤维在形成的堵塞中纵横交错、相互拉扯,增强堵漏层的强度,同时增强堵漏浆的悬浮稳定性;多孔性硅质材料失水速率快,固相沉积密实、有韧性、成型性好;天然的碳酸钙片状物搭配粒状堵漏材料、显微堵漏材料使用,能增强封堵层的致密性和强度;可变形软弹性橡胶能夯实封堵层,增强封堵层的封堵能力及承压能力。

### 2.2 封堵 1~5 mm 不同尺寸裂缝的堵漏配方研究

#### 2.2.1 颗粒级配分析

综合颗粒堆积模型和具有连续尺寸颗粒堆积的理论,研究堆积模型中相关参数对理论模型的作用,并利用理论模型进行封堵层颗粒组成设计,取得了较好的效果。

(1)最佳颗粒粒径比例:假设堵漏浆中最大(第一级)颗粒的半径为 1,推导出的第二级颗粒的

半径为 0.16,继续推导得出堵漏浆体系中固相颗粒半径应该按以下序列递减:1,0.16,0.07,0.037,0.023,0.016……。

(2)各级颗粒数量的最佳比例:假设堵漏浆中有  $k$  级堵漏颗粒,确定颗粒层数为  $n=n_1, n_2, \dots, n_{k-1}$ ,第  $n_i$  层以后,第  $i$  级颗粒不能通过( $i=1, 2, \dots, k-1$ ),假设堵漏浆体系中第  $i$  级颗粒数占总颗粒数的比例为  $P_i$ ,则  $1 = \sum_{(i=1)}^k P_i, P_k = 1 - \sum_{(i=2)}^k P_i$ ,这就是  $k$  种不同粒径颗粒隶属的最佳比例。

(3)各级颗粒质量的最佳比例:颗粒质量与颗粒半径的三次幂成正比,由各级颗粒的半径和数量的最佳比例,容易算出堵漏浆中各级颗粒质量的比例关系。假设仅含 3 种颗粒,则各级颗粒质量的最佳比例为  $1^3 \times 0.001 : 0.16^3 \times 0.003 : 0.07^3 \times 0.996$ ,即 1 000 : 13 : 340。

#### 2.2.2 堵漏配方研究

以筛选出的抗温可酸溶堵漏材料为主剂,其中架桥锥(1.5 mm)、纤维(1~3 mm)、硅质填料(0.7 mm)、橡胶、片状材料和碳酸钙(0.16 mm)分别以代号 A、B、C、D、E、F 表示,配合其他常规耐温处理剂,室内分别优化形成了封堵 1~5 mm 裂缝的酸溶堵漏配方,并进行了配方与钻井液配伍性评价和抗压强度测试。

优化过程:首先假设颗粒粒径间为连续分布,确定堵漏材料颗粒的粒径分别为 1,0.16,0.07 mm。采用 DLM-01 型堵漏仪进行配方优化后的封堵效果评价研究。用楔形木块模拟 1~2 mm 的裂缝型漏失。楔形模块上宽下窄,相对于缝板模块和立缝模块,更接近于裂缝的真实状态,可以直观地看到堵漏材料进入裂缝的深度及形成的封堵层情况<sup>[8-10]</sup>。

实验方法:将 1 mm 楔形模块装入到测试杯内,组合为测试软件,放入测试仪器内,在测试组件下端放置承接漏失物的容器。打开仪器端盖,向试验容器内加入配制的堵漏液 2 000 mL,拧紧端盖。打开起源调节阀,向试验容器加压,使压力达到 1 MPa,打开控制阀门,保持 10 min,观察封堵效果。若堵漏装置显示压力不再降低,则继续向试验容器加压。逐渐加压,直至封堵层被破坏,记录试验压力。实验数据如表 1。

综合考虑承压能力和酸溶率,确定封堵 1 mm 裂缝堵漏配方:1%架桥锥(1.5 mm)+2%纤维(1~3 mm)+4%硅质填料+1%橡胶+5%酸溶片状材料(1 mm)+12%超细碳酸钙(0.16 mm)。

#### 2.2.3 性能评价

(1)与钻井液配伍性评价。将上述封堵 1 mm

表 1 封堵 1 mm 裂缝酸溶配方优化实验数据

Table 1 Experimental data of formulation design for plugging the leak of 1 mm

序号	各堵漏材料加量/%						实验结果	总加量/%	酸溶率/%
	A	B	C	D	E	F			
1	0.5	0	2	1	4	10	封堵失败	17.5	82.12
2	1	0	2	1	4	10	封堵失败	18.0	82.00
3	0.5	1	2	1	4	10	封堵失败	18.5	80.92
4	1	1	2	1	4	10	封堵失败	19.0	79.85
5	1	1	4	1	4	10	封堵 3.5 MPa 成功	21.0	72.24
6	1	2	4	1	4	10	封堵 5 MPa 成功	22.0	72.60
7	0.5	2	4	1	4	10	封堵 3.5 MPa 成功	21.5	72.42
8	0.5	2	4	1	5	12	封堵 3.5 MPa 成功	24.5	75.77
9	1	2	4	1	5	12	封堵 3.5 MPa 成功	25.0	75.86

注:A、B、C、D、E、F 分别表示架桥锥(1.5 mm)、纤维(1~3 mm)、硅质填料(0.7 mm)、橡胶、片状材料和碳酸钙(0.16 mm)。

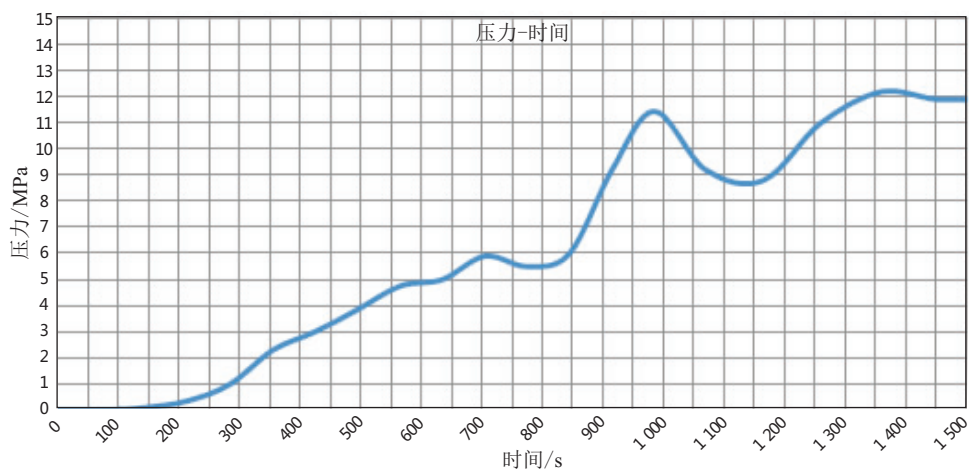


图 1 封堵 1 mm 裂缝堵漏配方的动态堵漏模拟压力-时间曲线

Fig.1 Pressure-time curves of dynamic simulation to plug the leak of 1 mm

裂缝堵漏配方分别加入 5% 膨润土浆、聚合物钻井液体系和聚磺钻井液 3 种钻井液体系中,进行承压封堵能力检测。结果显示 3 种钻井液体系高温滚动前后,均能在 1 mm 缝宽下承压 5 MPa,且升压过程稳定,说明该配方与这 3 种钻井液体系配伍性强。

(2) 抗压强度测试。采用高温高压动态堵漏模拟装置,进行 1 mm 裂缝酸溶配方的抗压强度测试,如图 1 所示。

从图 1 可以看出,体系在 150 s 开始形成封堵,加压过程中,封堵层的承压能力逐渐提高,在 12.20 MPa 时达到最高,之后,封堵层在 11.96 ~ 12.20 MPa 之间达到了比较稳定的封堵。

同样的优化过程和实验方法,形成了封堵 2~5 mm 裂缝酸溶堵漏配方,动态堵漏模拟实验结果显示,承压能力 10.11 ~ 12.20 MPa 不等,酸溶率 75.04% ~ 75.86% 不等。随裂缝宽度增加,开始形成封堵的时间逐渐变短,其中封堵 5 mm 裂缝堵漏配方在 0 s 开始形成封堵。

### 3 现场应用

#### 3.1 堵漏施工工艺

为简化堵漏施工工艺,并减少由于经验配置堵漏浆带来的失误,选择将酸溶随钻堵漏配方和封堵 1,3,5 mm 裂缝的堵漏配方生产为一袋化堵漏产品,分别以代号 YDHI、YDHII、YDHIII 和 YDHIV 表示。根据钻遇的漏失速度不同,在井浆加入一袋化产品配方,结果如下表 2。要求基浆黏度控制在 50 s 左右,堵漏浆在满足泵送前提下,尽量提高黏度,密度不小于现场浆。

#### 3.2 堵漏效果

##### 3.2.1 X13H 井一间房组堵漏

(1) X13H 井基本情况。X13H 井为三级结构水平气井,三开以钻井液密度 1.23 g/cm<sup>3</sup> 钻至一间房组 5 760 m,循环井浆,测得油气上窜速度过大,不满足起钻条件。调整钻井液密度 1.24 g/cm<sup>3</sup>,钻至 5 933.74 m 时出口流量失返。

(2) 一袋化堵漏施工效果。根据漏速小于 20 m<sup>3</sup>/h,

表 2 不同漏失速度下的推荐一袋化堵漏配方

Table 2 Recommended formula of one-bagging plugging products under different leakage rates

漏失速度/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ )	推荐堵漏配方	备注
<5	井浆+1%~1.5%YDHI	钻进过程中每间隔 1~2 h 补充一次随钻堵漏剂
5~10	井浆+3%~5%YDHI	加大随钻堵漏剂 YDHI 的加量至 3%以上
10~20	井浆+20%YDHII+10%YDHI	
20~30	井浆+25%~30%YDHIII+5%YDHI	根据现场实际情况,可配以 0~10%YDHI
30~50	井浆+25%~30%YDHIV	
>50	使用以上堵漏剂综合堵漏,总浓度控制在 30%~40%	若钻井液堵漏无法解决,建议酸溶水泥堵漏

连续灌浆起钻,确定静置堵漏配方:现场浆+10%~15%YDHII+6%~8%YDHI+15%~20%YDHIII。现场配置堵漏浆  $1 \text{ m}^3$ ,入井  $15.7 \text{ m}^3$ ,替井浆  $10.3 \text{ m}^3$ ,全过程漏失井浆  $2 \text{ m}^3$ 。起钻至套管鞋内,反复挤注,最终承压能力稳定在  $3.73 \text{ MPa}$ ,满足施工需求,一次堵漏成功。

### 3.2.2 X193 井鹰山组堵漏

(1)X193 井基本情况。X193 井为三级结构直井,设计目的层为蓬莱坝组,地层复杂性不明确。邻井鹰山组以深地层破碎易塌易漏,在井壁稳定和井控安全的前提下,三开钻井液密度为  $1.28 \text{ g/cm}^3$ 。钻至鹰山组  $6\ 885.88 \text{ m}$ ,循环井浆时井口失返,瞬时漏速  $4.2 \text{ m}^3/\text{h}$ ,现场静置+承压堵漏,累计漏失  $94.9 \text{ m}^3$ ;后钻进至  $6\ 967.4 \text{ m}$  再次发生井漏。

(2)一袋化堵漏施工效果。根据瞬时漏速  $19.9 \text{ m}^3/\text{h}$ ,确定采用与 X13H 井一致的静止堵漏配方,堵漏后承压达  $8 \text{ MPa}$ 。后期验漏,重新打压  $3.7 \text{ MPa}$ ,稳压  $30 \text{ min}$  无压降。开井套管内循环正常,后下钻至井底循环正常后筛除堵漏材料,也未发生漏失,堵漏一次成功。

## 4 结论

(1)通过优选抗高温可酸溶性三角锥架桥颗粒、酸溶性纤维等堵漏材料,采用理想填充-紧密堆积理论结合的堵漏思路,确定了最佳的颗粒粒径比例、颗粒数量比例和质量比例,研究形成了封堵  $1\sim 5 \text{ mm}$  裂缝酸溶堵漏配方,酸溶率  $75.04\% \sim$

$5.86\%$ ,承压能力  $10.11\sim 12.20 \text{ MPa}$ 。

(2)一袋化堵漏产品在 X13H 井奥陶系一间房组和 X193 井奥陶系鹰山组现场堵漏一次成功,表明配方颗粒级配和施工工艺合理有效,实现了高效性、稳定性、酸溶性,对于提高勘探开发进程具有重要的意义。

### 参考文献:

- [1] 康毅力,闫丰明,游利军,等.塔河油田缝洞型储层漏失特征及控制技术实践[J].钻井液与完井液,2010,27(1):41-43.
- [2] 刘金华,刘四海,陈小锋,等.承压堵漏技术研究及其应用[J].断块油气田,2011,18(1):116-118.
- [3] 李少安,陈红壮.塔河油田主体区块二叠系承压堵漏技术探讨[J].石油实验地质,2012,34(S1):137-141.
- [4] 谢海龙.顺北油田新型井身结构配套钻井液技术研究与应[J].石油实验地质,2016,38(S1):13-18.
- [5] 潘丽娟,刘彪.长裸眼井筒强化钻井液技术[J].石油实验地质,2016,38(S1):78-82.
- [6] 李怀科,鄢捷年,叶艳.保护裂缝性气藏的超低渗透钻井液体系[J].石油勘探技术,2008,36(4):34-36.
- [7] 王显光,苏长明,薛玉志.防漏堵漏新技术在缅甸 D 区块的应用[J].钻井液与完井液,2011,28(2):51-54.
- [8] 中国石化集团江苏石油勘探局.一种钻井堵漏模拟试验装置:200520070690.4[P].2007-07-05.
- [9] 余维初.智能高温高压动态堵漏评价实验仪:200510019252.X[P].2006-02-08.
- [10] 李春霞,黄进军,崔茂荣.HTHP387-42 型仪器功能开发与应[J].实验科学与技术,2003,1(2):58-60.

(编辑 徐文明)