

# 高温三相泡沫调剖剂的研究与应用

张耀星

(中油辽河油田公司勘探开发研究院, 辽宁 盘锦 124010)

**摘 要:** 小洼油田是 1992 年投入吞吐开发的深层特稠油油藏, 1998 年油田进入递减阶段, 随着吞吐轮次的增加, 低产低效井、停产井比例逐年增多; 蒸汽超覆造成储层动用不均的问题日趋严重; 调剖措施效果逐渐变差。为了改善油田注汽吞吐效果, 研制并应用了适应小洼油田的高温三相泡沫调剖技术, 改善油井吸汽剖面, 提高了油层的动用程度、油井的周期产量和油藏的采收率。

**关键词:** 特稠油油藏; 蒸汽超覆; 高温三相泡沫

## 1 概况

小洼油田位于辽河断陷盆地中央隆起南部倾没带的中北端, 含油面积  $8.9\text{km}^2$ , 石油地质储量  $3224 \times 10^4\text{t}$ , 自下而上发育五套地层: 太古界基底, 沙河街组三段, 东营组三段、二段、一段。含油层系主要为沙三段, 东三段, 东二段油层。小洼油田属于深层特稠油油藏, 以蒸汽吞吐方式开采; 油藏原油“上稀下稠”, 具有高粘度、高密度、低含蜡量的特点。地层水属  $\text{NaHCO}_3$  型, 矿化度较高, 总矿化度为  $1174 \sim 2467\text{mg/L}$ , 平均地层温度为  $45^\circ\text{C}$ 。在开采过程中, 随着吞吐轮次升高, 注汽指进和汽窜现象极为普遍。及多轮次吞吐影响, 造成稠油中的重组分沉积; 另外蒸汽冷凝水和稠油形成的乳液也极易滞留在地层中, 给开采带来困难。

## 2 开发中存在的主要问题

(1) 随着吞吐轮次的增加, 产量、油汽比明显下降  
小洼油田平均注汽轮次达 8.9, 周期产量递减幅度为 20%, 油汽比递减幅度 16.6%。

(2) 随着采出程度的升高, 油层压力下降  
目前小洼油田  $d_3$  油层平均地层压力  $3.43\text{MPa}$ ,  $S_3$  油层平均地层压力  $2.46\text{MPa}$ , 平均压降速度  $d_3$  为  $0.9\text{MPa/a}$ ,  $S_3$  为  $1.1\text{MPa/a}$ 。

(3) 随着吞吐轮次的升高, 停产关井数增多, 有效吞吐井减少

油田停产井达到 198 口, 占总井数的 46.9%。其中: 低产低压关井 91 口, 占停产井数的 46%; 高含水关井井达到了 45 口, 占停产井数的 22.7%。出砂井 10 口, 占停产井数的 5.1%; 套变井 41 口, 占停产井数的 20.7%; 井下事故 10 口, 占停产井的 5.1%。有效吞吐井 257 口, 占总

井数的 60.9%, 油汽比小于 0.2 的有效吞吐井 98 口, 占总吞吐井数的 38.1%, 油汽比大于 0.2 的有效吞吐井 159 口, 占总吞吐井数的 61.9%。

(4) 随着吞吐轮次的升高, 高含水井数增多, 周期产水量增多

据统计, 正常生产的 237 口油井, 含水大于 80% 的油井 189 口, 占井数的 63.5%, 含水大于 90% 的油井 96 口, 占井数的 40.5%; 而周期产水量大于  $3000\text{m}^3$  的油井有 127 口, 占开井数的 53.6%, 周期多产出  $1000\text{m}^3$  以上水量的油井有 109 口, 占井数的 46%。不论采用哪一种调剖工艺, 在吞吐初期增产效果明显。但随着吞吐轮次的增加, 单井调剖效果变差, 递减明显。

## 3 高温三相泡沫调剖剂

### 3.1 组成及原理

高温三相泡沫调剖剂由聚合物凝胶—固相颗粒—表面活性剂组成。地层中聚合物溶液在一定温度条件下形成凝胶后, 增加体系强度, 携带的固相颗粒, 增强了封堵效果。随着注汽时间的延长, 凝胶体系逐渐水化, 释放出高温表面活性剂及氮气。表面活性剂在氮气、蒸汽及蒸汽冷凝水作用下, 形成良好的泡沫体, 因在地层中的“贾敏效应”而形成二次调剖作用。同时高温表面活性剂改变地层润湿性, 降低了稠油粘度, 从而改善地层流体的流动性, 起到降粘助排作用。

### 3.2 配方优选

由于现场用的配方浓度过大, 为节约成本, 对高温三相泡沫调剖剂配方进行优化 (表 1)。实验结果最终确定, 配方 1 为现场应用最佳调剖剂配方, 适合在小洼油田使用的。

表 1 高温三相泡沫调剖剂几种配方对比表

| 项目  | 药剂浓度，% |      |      |     |       |    | 凝胶时间<br>h | 封堵率<br>% | 突破压力<br>MPa |
|-----|--------|------|------|-----|-------|----|-----------|----------|-------------|
|     | HPAM   | 乌洛托品 | 间苯二酚 | 草酸  | 表面活性剂 | 栲胶 |           |          |             |
| 配方1 | 0.8    | 0.4  | 0.04 | 0.2 | 1     | 1  | 19        | 96.9     | 8.2         |
| 配方2 | 0.8    | 0.2  | 0.02 | 0.1 | 1     | 1  | 20        | 90.2     | 6.7         |
| 配方3 | 0.6    | 0.4  | 0.04 | 0.2 | 1     | 1  | 20.5      | 90.6     | 7.1         |
| 配方4 | 0.6    | 0.2  | 0.02 | 0.1 | 1     | 1  | 21.5      | 89.4     | 6.4         |

3.3 性能评价

3.3.1 PH 值对调剖剂成胶时间的影响

随 PH 值的升高,成胶时间延长,当 PH 值达到 8 以上时,调剖剂很难成胶。在现场施工时,可以利用调节 PH 值的方法来调节调剖剂的成胶时间。

3.3.2 阻力系数的测定

将岩芯烘干、抽空、饱和水后,测定岩芯的孔隙体积,在 75℃的条件下测得地层模拟水和调剖剂主剂溶液的粘度,然后用岩芯流动实验仪分别测出岩芯在通模拟水和通堵剂主剂溶液时的渗透率,按公式  $\lambda =k/u$  和  $R_r=\lambda_w/\lambda_p$  进行数据处理。公式中: k 为所通液体条件下的岩芯渗透率,  $\mu m^2$ ; u 为所通液体在实验温度下的粘度, mPa · S。

从阻力系数看,调剖剂成胶前具有较好的泵送性,进入岩芯后反映出良好的滞留能力。

3.3.3 残余阻力系数的测定和耐冲刷能力试验

测定堵剂被突破后的岩芯模拟水渗透率和相应的流出

液粘度,并按公式  $R_r=\lambda_w/\lambda_{w1}$  计算残余阻力系数。2 号和 3 号岩芯的残余阻力系数分别为 89.5 和 87.7,表明堵剂具有较强的封堵能力。

3.3.4 岩芯封堵实验

采用 LDY32-300 型岩芯流动仪进行封堵能力实验,参照石油行业标准“凝胶型堵水调剖剂评价方法”,测定岩芯的突破压力和封堵率。实验采用 2%KCL 测定岩芯的水相渗透率,作为封堵前渗透率。然后再通堵剂至通出的堵剂与原液粘度相同为止。取出岩芯,放入盛有堵剂的容器中,在 60℃下静置 24h,再以相同的岩芯流动方向通 2%的 KCL,缓慢提升压力,2 秒钟读一次压力数据,至岩芯中流出第一滴液体,读出压力即为突破压力,然后计算出每米岩芯的突破压力。继续通岩芯,测定封堵后的渗透率,计算封堵率(表 2)。该调剖剂具有较好的封堵能力,封堵率达到 95%以上,突破压力较高,达到 8 MPa/m 以上。

表 2 岩芯测定结果

|                     |       |       |       |
|---------------------|-------|-------|-------|
| 堵前渗透率 ( $\mu m^2$ ) | 7.018 | 8.019 | 9.107 |
| 堵后渗透率 ( $\mu m^2$ ) | 0.217 | 0.365 | 0.448 |
| 封堵率 (%)             | 96.9  | 95.4  | 95.1  |
| 突破压力 (MPa/m)        | 9     | 8.98  | 8.71  |

3.3.5 热稳定性观察

(1) 高温三相泡沫调剖剂的耐温情况

将成胶后的调剖剂装入广口瓶中密封,在 75℃条件下放置 90d,将成胶后的调剖剂装入压力容器中,分别在高于 120℃的不同温度下条件放置 7d,观察胶体的变化情况,在 120℃条件下凝胶无水珠析出,并且球落在胶体上部,说明调剖剂没有破胶,高于 120℃后,胶体表面出现水珠,而且球落的部位也不相同,胶体遭到了不同程度的破坏,说明调剖剂随着温度的升高开始降解,当到达 200℃时降解量可达 80%以上。

(2) 高温下分解后表面张力变化情况

将成胶后的调剖剂放在高压釜中,在不同高温下各放置 3d 后,测其表面张力的变化情况,该调剖剂经过不同温度处理后,产生的表面活性剂具有较好的表面张力。

3.3.6 高温三相泡沫调剖剂降粘性能评价

实验中取一定量的油样,与成胶后的调剖剂按不同比例混合。把该混合体放在高压釜中,在 200℃高温、高压下放置 7d,然后取出,用 HAAKRV12 粘度计测定原油粘度变化情况,原油与调剖剂混合后经过热处理,原油粘度都有不同程度的降低,说明经降解后的调剖剂所释放出的添加剂具有较好的降粘效果,并且原油粘度在温度下降后,不会反弹。

3.3.7 固相无机树脂凝胶封口剂稳定性及封堵性分析

成胶体具有较强的稳定性，在 75℃ 的条件下放置 30d 后，出现脱水现象，胶体体积缩小 1/5 左右，再继续放置，脱水现象进一步加剧，并逐渐缩小，放置半年以上，胶体消失。

成胶体具有较好的封堵性能。在长度为 45cm，直径为 3.7cm 的填砂岩芯实验，向岩芯模型中通入高温 350℃ 蒸汽，经蒸汽冲刷 7d 后，测定封堵率为 94.5%。

#### 4 现场应用

##### 4.1 调剖剂用量设计

$$Q=3.14R^2h\phi;$$

式中：Q 为调堵剂处理量  $m^3$ ；R 为处理半径，m；H 为油层有效厚度，m； $\phi$  为油层有效孔隙度，%。固相树脂封口剂用量为调剖剂总用量的 20%~30%。

##### 4.2 工艺参数设计

###### (1) 注入速度

施工排量的大小根据油井亏空情况而定，如果地层出现倒吸现象，可将泵的排量提高到 25~40  $m^3/h$ ，起压后将泵的排量下降到 20~25  $m^3/h$ ，一般压力升至 5MPa 后，将泵的排量降到 10~15  $m^3/h$ ，从而保证调剖剂能够有效地进入高渗层。

###### (2) 顶替量

顶替要进行正替和反替，根据现场实际需要，一般采取过量顶替，顶替液为热污水。

###### (3) 关井时间

调剖剂初凝需 10h，因现场各种因素的影响，通常关井 1~2d，保证调剖剂充分凝胶。

##### 4.3 现场应用效果

采用高温三相泡沫调剖剂技术措施在小洼油田  $d_3$ 、 $S_3$  层系，累计实施 62 井次，有效率达 80% 以上，平均单井增油 285t，累计增油 17654t，投入产出比 1: 2.2，取得了较好的措施效果。

###### (1) 措施后注汽压力提高

措施后注汽压力平均提高 2.3MPa，说明高温调剖剂封堵率高，成胶体耐温性好，能较好的调整吸汽剖面。

###### (2) 吸汽剖面得到改善，纵向动用程度提高

通过注 394031 井吸汽剖面测试，9<sup>#</sup>层、13<sup>#</sup>层相对吸汽量措施前后基本没有太大的变化，而 10<sup>#</sup>层和 12<sup>#</sup>层相对吸汽量发生了改变；10<sup>#</sup>层由不吸汽增加至相对吸汽量为 11.52%，12<sup>#</sup>层被封堵不吸汽，15<sup>#</sup>层吸汽效果最好，相对吸汽量为 63.59%，对比措施前相对吸汽量增加了 12.31%，吸汽剖面得到了改善。

###### (3) $d_3$ 层措施效果好于 $S_3$ 层

高温三相泡沫调剖剂技术在小洼油田  $d_3$  层实施 46 井次，在  $S_3$  层实施 15 井次，在  $d_2$  层实施 1 井次。 $d_3$  层位油井累增油 14443t，平均单井增油 314t； $S_3$  层位油井累增油 3822t，平均单井增油 255t； $d_3$  层位实施效果好于  $S_3$  层位。

#### 5 结论

根据小洼油田原油物性及储层特征，优选出的高温三相泡沫调剖剂，封堵率高，能够提高注汽压力，改善油井吸汽剖面，提高了油井的动用程度和周期产量，延缓了油井递减。通过近几年的现场实施，平均单井周期产量提高了 285t，周期递减率由措施前的 33.33% 下降为周期无递减，见到了较好的效果，为小洼稠油油藏蒸汽吞吐后期的开发提供了技术支持。

#### 参考文献

- [1] 陈铁龙. 三次采油概论[M]. 石油工业出版社, 2000.
- [2] 马强. 调堵排一体化技术在小洼油田的研究与应用[J]. 石油地质与工程, 2009, 23(2): 116-119.
- [3] 赵福麟. 采油用剂[M]. 东营: 石油大学出版社, 1997.
- [4] 马强. 海 1 块复合深度调驱体系研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2012.