

# 元坝海相地层防漏堵漏技术

蔡 静 杜奋飞 (中石化西南石油工程有限公司钻井工程研究院, 四川 德阳 618000)

**摘 要:** 元坝 702 井是中石化勘探分公司部署在四川盆地川北构造带的一口重点开发评价井, 钻遇海相地层 2235m, 岩性以碳酸盐为主, 地层温度高, 上下地层压力变化大、喷漏同层、井壁稳定性差、地层压力系数高、卡钻埋钻风险高、井控风险大等一系列施工难题, 通过合理的防漏堵漏措施, 选择合适的堵漏剂粒径和钻井液浓度, 自飞仙关组一段至茅口组三段, 先后钻井取心 6 筒次, 平均取心收获率达 95.4%, 五开克服井控风险高、地层软硬交错、破碎严重等难题, 全井录井累计见到 60 多层 300 多米的气测异常显示, 呈现出较好的勘探开发前景。

**关键词:** 元坝 702; 元坝海相地层; 防漏堵漏技术

## 0 前言

元坝 702 井是中国石油化工股份有限公司勘探分公司部署在四川盆地川北坳陷九龙山背斜南东翼构造上的一口评价井, 目的层是主探下二叠统茅口组三段与上二叠统吴家坪组一段, 兼探吴家坪组三段。实钻井深 7113m, 井底温度高, 含盐膏层, 上下地层之间压力变化大、井壁稳定性差、易形成诱导性裂缝, 失返性漏失同时极易造成钻井液气侵, 且密度高, 一旦没有高密度钻井液的液柱压力, 无法平衡地层压力, 那么极易引发井壁垮塌, 卡钻埋钻风险高、井控风险大<sup>[1]</sup>。

本井自飞仙关组一段至茅口组三段, 先后钻井取心 6 筒次, 平均取心收获率 95.4%, 全井录井累计见到 60 多层 300 多米的气测异常显示, 呈现出较好的勘探开发前景。本文主要介绍元坝 702 井海相地层的防漏堵漏技术。

## 1 海相地层地质特征及钻井简介

邻井资料显示, 元坝 205 井三开钻遇长兴组时共漏失钻井液 244.72m<sup>3</sup>, 耗时 19.67h。元坝 7 井在五开茅口组、栖霞组、韩家店组共漏失 13 次, 漏失 777.25m<sup>3</sup>, 耗时 253.66h。元坝 7 侧 1 井在五开钻进至吴家坪组后共发生四次井漏, 漏失 286.6m<sup>3</sup>。

元坝 702 井钻遇海相地层从上到下分别为雷口坡组、嘉陵江组、飞仙关组、长兴组、吴家坪组及茅口组, 地层岩性以灰岩、灰泥岩、硬石膏岩等为主, 岩性复杂, 胶结性差, 井壁稳定性差, 同时在海相地层很可能钻遇高含 H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub> 高压气层, 上下地层之间压力变化大、有喷漏同层风<sup>[2]</sup>, 裂缝发育, 易形成裂缝漏失, 诱导性裂缝漏失, 钻进至五开时, 井底温度高, 将多次进行取芯作业。

元坝 702 井钻遇海相地层井身结构: 四开 Φ241.3mm 钻头钻进 5102~6852m, 钻遇雷口坡组、嘉陵江组、飞仙关组、长兴组、吴家坪组, 套管下至 6850m, 五开 Φ165.1mm 钻头钻进 6852~7100m, 钻遇吴家坪组及茅口组, 使用 Φ165.1mm 取心钻头进行取芯作业, 套管下至 7113m。

## 2 海相地层防漏措施

### 2.1 降低激动压力, 降低诱发漏失

起下钻控制好速度, 尽量避免压力激动而诱发井漏。每次开泵前先转动钻具, 再启动泥浆泵, 慢泵速启动, 井口返浆后再逐渐提高排量。不宜在下套管前通井时注桥接堵漏浆防漏; 控制下套管速度, 避免压力激动压漏地层。

### 2.2 放缓加重速度

在加重、混重浆等提高钻井液密度时采取缓慢均匀的方式。防止液柱压力在短时间内增加而造成易漏地层的裂缝更宽和延伸更远造成恶性井漏, 以便随着泥饼的形成使地层得以逐步适应。

### 2.3 加强井控

在井控方面要做到及时发现溢流, 及时关井, 及时循环压井避免关井井口压力忽然升高而压漏地层。

### 2.4 严控钻井液密度及降低排量

根据邻近已钻井的井漏情况在钻遇漏层前 10~20m 严格控制钻井液密度, 并通过降低排量, 控制钻速穿过漏层, 随着揭开漏层后泥饼形成后再逐步增大排量钻进。

### 2.5 加密监测液面

正常钻进或起下钻时, 加强监测钻井液罐液面, 钻井液进、出口流量差, 及时发现、汇报异常情况, 并及时采取有效措施实施。

### 2.6 足量储备堵漏剂

现场储备一定数量的堵漏材料。进入易漏层前提前加入封堵材料, 提高钻井液封堵能力, 进入产层前补充加入随钻堵漏剂。

## 3 井漏处理的典型案例

本井在四开、五开施工中主要在飞仙关组一段、长兴组、吴家坪三段、吴家坪一段 6687.4m 至 6938m 发生井漏, 共实施桥接堵漏 8 次, 共漏失密度为 2.17~2.30g/cm<sup>3</sup> 的钻井液 562.66m<sup>3</sup>, 损失 309.38h。漏速在 2.5~20m<sup>3</sup>/h 之间不等, 根据漏速配制 10~25% 浓度的堵漏浆。堵漏浆以粗 / 中 / 细 = 1/3/2, 纤维状 / 片状 / 颗粒状 = 2/3/5

为主<sup>[1]</sup>。此处挑出几个典型的漏失过程和堵漏经过,以供参考。

### 3.1 钻遇高压气层后专项桥接堵漏

采用  $\Phi 215.9\text{mm}$  PDC 取芯钻头 + 取芯筒的钻具组合在井段 6679~6687m 取芯钻进。割芯后循环排后效,全烃最高涨至 69%,密度下降  $0.03\text{g}/\text{cm}^3$ ,粘度升高 6s,液面微涨  $0.3\text{m}^3$ 。由于全烃较高,不具备起钻条件,经研究决定将钻井液密度提高至  $2.15\text{g}/\text{cm}^3$ 。均匀混入重浆,循环提密度维持入口密度不变,加重期间液面平稳。全烃维持在 10% 左右不降,继续混入重浆保持入口密度  $2.17\text{g}/\text{cm}^3$  循环,全烃下降 6%。发现液面失返。发现漏失后,立即停泵静止观察,液面处于井口不降,采用环空吊灌的方式维持井内液柱压力,注堵漏浆  $27.16\text{m}^3$  并替浆  $66\text{m}^3$ ,注堵漏浆过程中未返浆,提排量循环,漏失情况消失。

### 3.2 四开套管送放到位循环过程中井漏

送放套管到底至井深 6832m,共发生三次井漏,共漏失密度  $2.24\text{--}2.25\text{g}/\text{cm}^3$   $85.68\text{m}^3$ ,损失 112.95h。

三次井漏均使用了承压堵漏,前两次堵漏使用承压堵漏,成功堵住,但在循环加重过程中,又再次出现漏失,且有返吐现象。

第三次堵漏过程中,再次监测到漏失直至失返,停泵后环空液面稳定。静停 3h 后,以小排量顶通后以  $6.1\text{L}/\text{s}$ 、立压  $8.5\text{MPa}$  循环,液面平稳。循环 2h 后,立压  $8.5\text{MPa}$  下降至  $7.0\text{MPa}$ ,再次监测到漏失直至失返,漏失钻井液  $0.49\text{m}^3$ 。停泵环空液面稳定,尝试以排量  $9.2\text{L}/\text{s}$  排量未能建立循环。

以小排量  $7.9\text{MPa}$  顶通建立循环;以  $6.12\text{L}/\text{s}$  立压、 $6.3\text{MPa}$  循环,测得漏速  $19.74\text{m}^3/\text{h}$ ;以  $9.18\text{L}/\text{s}$  立压、 $7.0\text{--}7.4\text{MPa}$  循环,测得漏速  $28.2\text{m}^3/\text{h}$ ;以  $12.24\text{L}/\text{s}$  立压  $7.9\text{--}8.1\text{MPa}$  循环,测得漏速  $29.76\text{m}^3/\text{h}$ ;以  $15.3\text{L}/\text{s}$ 、立压  $8.6\text{--}8.9\text{MPa}$  循环,测得漏速  $42\text{m}^3/\text{h}$ ;以高于排量  $18.36\text{L}/\text{s}$  立压  $10\text{MPa}$  未能建立循环。

在静停 12h 后以低排量  $4.9\text{MPa}$  顶通,再以排量  $7.65\text{L}/\text{s}$ 、立压  $7.4\text{MPa}$  循环,液面基本保持稳定。以排量  $6.12\text{L}/\text{s}$ 、 $7.0\text{MPa}$  循环,液面监测到漏失,计算漏速  $4.88\text{m}^3/\text{h}$ ;继续循环漏速加大,计算漏速  $10.74\text{m}^3/\text{h}$ 。循环至 12:03,立压下降至  $6.6\text{MPa}$ ,出口流量逐级变小直至断流,计算漏速  $22.45\text{m}^3/\text{h}$ 。以小排量顶通后以  $6.1\text{L}/\text{s}$ 、立压  $8.5\text{MPa}$  循环,液面平稳。循环 2h 后,立压  $8.5\text{MPa}$  下降至  $7.0\text{MPa}$ ,再次监测到漏失直至失返,漏失钻井液  $0.49\text{m}^3$ 。停泵环空液面稳定,尝试以排量  $9.2\text{L}/\text{s}$  排量未能建立循环。

现场由多方分析判断地层几乎没有压力窗口,决定降低环空液柱压力。关防喷器,采用泵车环空反挤清水,泄压返吐  $0.5\text{m}^3$ 。

以低排量  $5.3\text{MPa}$  顶通后注堵漏浆  $14\text{m}^3$  (配制密度  $2.24\text{g}/\text{cm}^3$  堵漏浆浓度  $50\text{m}^3$ ,总浓度 12%),再以排量  $6.21\text{L}/\text{s}$ 、立压  $6.4\text{--}9.45\text{MPa}$  循环,液面稳定。逐级提排量至  $12.42\text{L}/\text{s}$  循环,液面稳定。

由于注完堵漏浆后提排量循环,漏失情况消失,现场决定转入正常固井流程,随后丢手成功,丢手后循环,液面稳定。顺利固井结束,固井期间返浆量正常。

### 3.3 承压堵漏

钻进至吴家坪组二段,井深 6937m。静停期间再次配制堵漏浆  $40\text{m}^3$ ,密度  $2.30\text{g}/\text{cm}^3$ ,堵漏浆配制完成后,以排量  $14.49\text{L}/\text{s}$ 、立压  $19.1\text{MPa}$  注堵漏浆  $17.92\text{m}^3$ ,收浆  $13.58\text{m}^3$ ,单次漏失  $4.34\text{m}^3$ ,漏速  $8.68\text{m}^3/\text{h}$ 。再以排量  $13.8\text{L}/\text{s}$ 、立压  $21.6\text{MPa}$  替浆,替浆期间漏失  $13.79\text{m}^3$ 。关井环空反挤,逐级补压数次,静停观察,环空液面平稳无变化。开泵逐级提排量至  $14.49\text{L}/\text{s}$ ,立压  $22.1\text{MPa}$  循环 3h,期间液面平稳无变化。下钻到底逐级提排量至  $13.8\text{L}/\text{s}$ ,立压  $20.1\text{MPa}$  循环,液面平稳无变化,井漏复杂处理完毕。

## 4 认识与建议

①海相地层漏失均属于裂缝型漏失,漏失层位集中在吴家坪组。实钻中吴家坪组地层压力高,泥浆密度达到  $2.25\text{g}/\text{cm}^3$ 。从取出的岩心可以看出地层破碎、裂缝较多。地层裂缝发育且所需钻井液密度高是发生漏失主要因素;②海相地层承压能力有限,地层承压试验后易发生复漏,提高地层承压能力较为困难;③高温高密度钻井液对堵漏剂筛选提出了更高的要求,常用的随钻、裂缝堵漏剂,在高温下对钻井液流变性影响较大,堵漏剂可选择余地小;④在吴家坪组施工过程中,时常出现喷漏同层的复杂情况,现场应储备足量的轻、重泥浆,随时保证井筒液柱高度,有效控制井控风险;⑤考虑井控风险,五开开钻前将钻井液密度提高至五开设计最高密度  $2.30\text{g}/\text{cm}^3$ 。而据钻井工程设计,五开吴家坪组二段采用密度应为  $1.57\text{--}1.75\text{g}/\text{cm}^3$ 。密度过高也是导致漏失发生的因素之一。

### 参考文献:

- [1] 张敏,丁群洋,曹立明.元坝区块超深井钻井提速关键技术应用[J].石油地质与工程,2021,35(01):92-96.
- [2] 孙金声,白英睿,程荣超,吕开河,刘凡,冯杰,雷少飞,张洁,郝惠军.裂缝性恶性井漏地层堵漏技术研究进展与展望[J].石油勘探与开发,2021,48(03):630-638.
- [3] 张庆港.宁 216H39-3 井防漏堵漏钻井液技术[J].西部探矿工程,2020,32(03):39-42.

### 作者简介:

蔡静,女,汉族,山东高密人,工程师,现从事钻井液技术工作。