

AT40 井区盐上承压堵漏及 穿盐钻井液 254 技术应用

杨军义, 王 健

(中国石化 西北油田分公司 工程监督中心, 新疆 轮台 841600)

摘要: AT40 井区三开钻遇“盐膏层”, 为平衡“盐膏层”地层蠕变, 钻井液密度高达 $1.65\sim 1.70\text{ g/cm}^3$, 为避免同一开次的白垩系、侏罗系、三叠系、石炭系等低地层压力地层压漏、压差卡钻风险, 需对低地层压力地层做承压堵漏。该开次裸眼段长, 地层岩性多变复杂, 承压堵漏存在难点。另外, “盐膏层”钻进期间, 控制“盐膏层”蠕变速率满足下套管要求, 高密度、欠饱和盐水聚磺体系良好的流变性能、防塌性能也是“盐膏层”钻进期间钻井液技术重难点。针对该井区三开复杂情况, 采取随钻封堵、分段承压、合理的钻井液密度选择、优化钻井液流变性等系列措施, 成功解决该井区盐上承压堵漏及穿盐技术难点。

关键词: 盐上承压堵漏; 欠饱和盐水聚磺钻井液体系; 盐层蠕变; 钻井液技术; AT40 井区; 塔河油田

中图分类号: TE254

文献标识码: A

Pressure sealing on salt layer and technology of drilling fluid through salt layer in well AT40 area

Yang Junyi, Wang Jian

(Engineering Supervision Center, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

Abstract: In the third opening of the well AT40 area, “salt gypsum layer” was encountered. For the balance of “salt gypsum layer” formation creep, the density of drilling fluid was up to $1.65\sim 1.70\text{ g/cm}^3$. In order to avoid pressure leakage and differential pressure sticking risk in the low-pressure formations such as Cretaceous, Jurassic, Triassic and Carboniferous during the same opening, pressure plugging was demanded. Due to long opening hole and complex formation lithology, problems existed for pressure sealing. Besides, while drilling in the “salt gypsum layer”, controlling the creep rate of “salt gypsum layer” to satisfy the requirement of casing, and the good rheological properties and anti-collapse performances of high-density and under-saturated saltwater polysulfonate system were the difficult points of drilling fluid technology. Aiming at the complicated situation in this area, taking the measures of plugging while drilling, sectional bearing, reasonable selection of drilling fluid density, optimizing drilling fluid rheology, we solved the difficulties of pressure sealing on the salt layer and the technology of drilling fluid through salt layer in the well AT40 area.

Key words: pressure sealing on salt layer; under-saturated saltwater polysulfonate drilling fluid system; salt bed creep; drilling fluid technology; well AT40 area; Tahe Oilfield

1 区块工程概况及地层简况

AT40 井区位于塔河主体区块阿克库勒凸起东南斜坡构造上, 钻探目的层位是奥陶系中统一间房组、中下统鹰山组。该井区采用 5 级井身结构: $\Phi 660.4\text{ mm}$ 钻头 $\times\Phi 508\text{ mm}$ 套管 $\times 300\text{ m}+\Phi 444.5\text{ mm}$ 钻头 $\times\Phi 339.7\text{ mm}$ 套管 $\times 3\ 200\text{ m}+\Phi 311.2\text{ mm}$ 钻头 $\times(\Phi 244.5\text{ mm}+\Phi 265.1\text{ mm})$ 套管 $\times(5\ 300\sim 5\ 400\text{ m})+\Phi 215.9\text{ mm}$ 钻头 $\times\Phi 177.8\text{ mm}$ 套管 $\times(6\ 500\sim 7\ 200\text{ m})+\Phi 149.2\text{ mm}$

钻头 \times 裸眼完井 $\times(6\ 600\sim 7\ 200\text{ m})$ 。其中三开井段从 $3\ 200\text{ m}$ 开始, 先后钻遇白垩系巴什基奇克组、卡普沙良群、侏罗系、三叠系哈拉哈塘组、阿克库勒组、柯吐尔组、石炭系小海子组、卡拉沙依组、巴楚组, 其中巴楚组含 $100\sim 200\text{ m}$ 不等厚度的盐膏层, 穿盐底后 $10\sim 20\text{ m}$ 结束三开。其中在白垩系、三叠系阿克库勒组含大段渗透性强的砂岩, 石炭系小海子组、卡拉沙依组、巴楚组存在裂缝性含灰质泥岩, 有较高漏失风险。

2 三开钻井液技术难点

该井区三开裸眼段长,地层岩性复杂多变,巴楚组含盐膏层。为平衡盐膏层蠕变,钻井液密度高达 1.65~1.70 g/cm³,为避免同一开次的白垩系、侏罗系、三叠系、石炭系等低地层压力地层压漏、压差卡钻风险,且满足后期下套管及固井要求,需对低地层压力地层做承压堵漏^[1]。盐膏层地层压力系数高、塑性蠕变速率快,高密度钻井液维护困难。因此盐上承压堵漏及穿盐期间性能维护是该开次钻井液的重难点,主要表现在以下 2 个方面。

(1)地层岩性复杂多变。三开从 3 200~5 400 m 左右,裸眼段长,先后钻遇多套地层,岩性复杂多变,且存在多套压力系统,为承压堵漏带来很大困难。

(2)高密度欠饱和盐水钻井液性能维护。盐膏层钻进期间,密度维持在 1.65~1.70 g/cm³,高密度钻井液流变性能及防塌性能维护困难;另外,采用欠饱和盐水聚磺钻井液体系,合理的矿化度及失水有效控制盐膏层溶解,得到满足下套管要求的井径,也是难点之一。

3 三开钻井液技术优化应用

根据盐上地层及岩性特点,该开次最易发生漏失的层位为:套管鞋附近的砂泥岩互层,白垩系大段砂岩、砾岩,石炭系巴楚组的双峰灰岩段。

3.1 盐上承压堵漏前期工作

(1)钻达盐顶后进行电测作业,根据电测井径数据确定堵漏方案(包括封堵层层位及段长、堵漏配方、堵漏浆量等)。

(2)电测后下入牙轮钻头通井,破坏虚厚泥饼,使得堵漏过程中堵漏材料更容易进入易漏地层。

(3)三开刚开钻时会对套管鞋处地层做地破试验,记录好套管鞋处地层破裂压力相关数据,为

后期承压堵漏提供依据。

(4)通井结束后下光钻杆将全井钻井液密度均匀加至 1.45~1.50 g/cm³,黏度不易太高,漏斗黏度控制在 45 s 以内,利于堵漏材料的加入。

3.2 盐上承压堵漏

3.2.1 盐上承压堵漏方案确定

根据地层岩性特点及借鉴以往堵漏成功经验^[2],堵漏浆大致分为四段,具体层位及推荐堵漏配方如表 1。

堵漏浆根据地层岩性大致分为 4 段:

(1)巴楚组“双峰灰岩”段及卡拉沙依组。巴楚组主要岩性为黄灰色、灰色泥晶灰岩夹深灰色泥岩,灰岩成分含量较高,存在裂缝与微裂缝,所以该井段堵漏浆纤维类含量较大(主要为 SQD-98、CXD),14%左右,配合片状堵漏材料云母(含量 1%~2%),更好地进入裂缝、微裂缝,起架桥作用,复配中粗细颗粒类填充材料(核桃壳、锯末、QS-2 等),填充裂缝、微裂缝,起到堵漏目的。

(2)三叠系至侏罗系。三叠系地层岩性主要以砂泥岩互层为主,侏罗系含砾砂岩与泥岩不等厚互层,夹煤线。该井段地层主要以渗透性好的砂岩渗漏为主,渗漏量不大,所以堵漏浆浓度不用太高,20%~25%左右,主要以大量颗粒性堵漏材料为主(核桃壳、锯末、QS-2 等),13%左右,复配纤维类堵漏材料,另外,补充 1%~2%的土粉,可以在井壁形成更好的薄而韧的泥饼,起到封堵作用。

(3)白垩系至套管鞋处。该井段主要是白垩系卡普沙良群和巴什基奇克组,含大段砂岩,渗透性好,疏松且胶结性差,尤其套管鞋处出现地层破裂问题后风险较高,所以该井段堵漏浆浓度较高,达到 30%左右,配方主要以颗粒性堵漏材料为主(核桃壳、锯末、QS-2 等),16%左右,并且以细颗粒为主,中粗及粗颗粒为辅,配合纤维类堵漏材料,

表 1 盐上承压堵漏层位推荐堵漏配方

Table 1 Recommended plugging formula of pressure sealing on salt layer

配方序号	封堵层位井段	堵漏浆浓度	堵漏浆配方
1	巴楚组“双峰灰岩”至三叠系底部	32%~35%	井浆+3%PB-1+4%SQD-98(粗)+3%SQD-98(中粗)+4%SQD-98(细)+3%核桃壳(细)+2%核桃壳(中粗)+4%核桃壳(粗)+3%CXD+2%蛭石+1%锯末+3%QS-2+1%~2%云母
2	三叠系至侏罗系	20%~25%	井浆+3%PB-1+4%核桃壳(细)+2%核桃壳(中粗)+2%SQD-98(细)+1%SQD-98(中粗)+4%QS-2+1%SQD-98(粗)+2%CXD+1%锯末+2%土粉
3	白垩系至套管鞋处	30%左右	井浆+3%PB-1+5%QS-2+2%CXD+5%核桃壳(细)+3%核桃壳(中粗)+3%SQD-98(细)+3%SQD-98(中粗)+3%SQD-98(粗)+2%蛭石+1%锯末
4	套管内预留	32%左右	井浆+3%PB-1+3%SQD-98(粗)+2%SQD-98(中粗)+4%SQD-98(细)+4%核桃壳(细)+3%核桃壳(中粗)+3%核桃壳(粗)+1%CXD+2%蛭石+1%锯末+5%QS-2

提高该井段地层承压能力。

(4) 套管内预留。承压堵漏期间,一般在套管内预留 80 m^3 左右,主要预防套管鞋处承不住压,做补充之用。该段堵漏浆比第三段浓度稍高,32%左右,配方与第三段大体相当。

3.2.2 盐上承压堵漏施工

该井区承压堵漏要求井底当量密度达到穿盐设计最高密度+循环当量附加密度值,一般在 1.73 g/cm^3 左右,以承压堵漏时钻井液密度 1.45 g/cm^3 、井深 $5\ 200 \text{ m}$ 左右计算,承压值井口压力要达到 14 MPa 左右。具体施工过程如下:

(1) 下光钻杆至井底,按堵漏方案分段配制堵漏浆,打入堵漏浆,替浆到位后起钻至所需位置。重复以上步骤,直至全部堵漏浆堵漏到位。

(2) 替浆到位后,准备关井试打压。打压前必须对循环系统所有管线、闸门进行检查,若有密封不好或有刺漏的管线及时更换,同时确认井控设备各闸阀开关位置正确,确保承压堵漏作业顺利进行。

(3) 关井后,小排量缓慢打压 (15 L/s) 左右。首次打压井口加回压不超过 8 MPa ,停泵后静止憋压,当井口压力低于 5 MPa 时,继续加压至 8 MPa ,直至 1 h 后井口压力不低于 7 MPa 。

(4) 加压过程不宜过快,每次泵入泥浆量在 $0.5 \sim 1 \text{ m}^3$ 之间;若加压过程中地层出现裂缝,压力下降较大,可以适当延长打压频率(一般频率在 1 h 左右一次),使地层及时闭合;若每次加压稳压效果较好,可 0.5 h 加压一次,压力增幅在 $1 \sim 2 \text{ MPa}$ 为宜,直至井口达到设计要求试压值。但现场施工中,因井内为堵漏浆,最终憋压值可适当高于设计憋压值,建议达到 20 MPa 左右,这样堵漏浆替完后,井浆在井内时可满足井底当量密度需求。

(5) 达到承压要求后,先自然缓慢泄压至 8 MPa 以内,然后通过节流阀控制回吐量,缓慢泄压,直至井口压力为零。

(6) 泄压完毕后,下钻筛除堵漏浆;筛完堵漏浆后,提高钻井液密度至穿盐所需密度,关井憋压检查堵漏效果,若达不到设计要求则重新堵漏。

3.3 穿盐钻井液技术措施

泄压完毕准备穿盐作业,盐层钻进期间存在盐膏层蠕变、三叠系、石炭系泥岩地层垮塌掉块、盐上井段同时存在压差卡钻与地层漏失风险,穿盐作业钻井液技术要点如下:

3.3.1 钻井液体系转换

(1) 钻井液转型前视情况放掉部分老浆,补充新浆充分降低无用固相含量,优化性能,尤其控制

钻井液中膨润土含量小于 30 kg/m^3 。

(2) 依据欠饱和盐水聚磺钻井液体系及性能要求做好小型试验,根据小型试验确定转型方案:按井浆:胶液 = 2 : 1 混合后加入 10% NaCl、3% ~ 5% KCl 及加重剂,胶液配方:井场水 + 0.5% NaOH + 5% ~ 6% SMP-2 + 5% ~ 6% SPNH + 3% ~ 5% 抗温抗盐降滤失剂 + 0.5% ~ 1% LV-CMC。

(3) 转型后钻井液性能控制要点:①合理的钻井液密度。盐层蠕变是穿盐过程中主要问题,合理的钻井液密度是控制盐膏层蠕变的关键,AT40 井采用 $1.62 \sim 1.65 \text{ g/cm}^3$ 钻穿盐膏层,扩孔密度 $1.64 \sim 1.67 \text{ g/cm}^3$,平均蠕变速率达到 0.37 mm/h ,最大蠕变速率 3.49 mm/h ,不能满足下套管要求,密度提至 1.69 g/cm^3 后,平均蠕变速率为 0.21 mm/h ,满足下套管要求。所以建议转型后密度提至 1.65 g/cm^3 ,钻进时发现阻卡应立即提密度至能平衡盐层蠕变。②合理的 Cl^- 含量。欠饱和盐水聚磺钻井液体系关键在于能够有效控制盐层溶解,得到满足套管需求的井径,钻换后 Cl^- 含量控制在 $90\ 000 \sim 110\ 000 \text{ mg/L}$,钻进期间 Cl^- 含量控制在 $110\ 000 \sim 160\ 000 \text{ mg/L}$ 。转型后主要性能指标如下: $\rho = 1.65 \sim 1.70 \text{ g/cm}^3$, $FV = 50 \sim 65 \text{ s}$, $PV = 30 \sim 45 \text{ MPa} \cdot \text{s}$, $YP = 6 \sim 12 \text{ Pa}$, $APIFL \leq 5 \text{ mL}$, $HHPFL \leq 12 \text{ mL}$, $MBT = 25 \sim 30 \text{ kg/m}^3$, $V_s \leq 25\%$, $C_s \leq 0.2\%$, Cl^- 含量为 $90\ 000 \sim 110\ 000 \text{ mg/L}$ 。

3.3.2 穿盐期间钻井液施工工艺

(1) 穿盐钻进期间密切关注盐层变化,发现阻卡应立即提密度至能平衡盐层蠕变。主要钻井液性能如上,但控制 Cl^- 含量在 $110\ 000 \sim 160\ 000 \text{ mg/L}$ 之间,若高于 $160\ 000 \text{ mg/L}$,通过用淡水或稀胶液稀释,有效控制盐层溶解。

(2) 钻进期间及时补充胶液以满足钻井液性能,胶液以“细水长流”方式缓慢加入,避免钻井液性能波动过大。推荐胶液配方:井场水 + 0.2% ~ 0.3% NaOH + 0.1% ~ 0.3% KPAM + 2% ~ 3% SMP-2 + 2% ~ 3% SPNH + 2% 抗温抗盐降滤失剂 + 2% ~ 3% 磺化沥青 + 0.5% ~ 1% 聚合醇 + 2% QS-2。

(3) 三叠系、石炭系泥岩地层易垮塌掉块,钻井液中 KPAM 与 KCl 的“同离子”效应可以抑制防塌,另外及时保持 2% ~ 3% 磺化沥青与 0.5% ~ 1% 聚合醇防塌剂含量保持钻井液良好的防塌性能。

(4) 高密度钻井液使盐上地层存在压差卡钻风险,井浆中及时补充 QS-2、PB-1 封堵砂岩井段,降低压差卡钻风险。

(5) 中完扩孔期间关注蠕变及阻卡情况,调整性能满足下套管要求后,打入高润滑防塌封井浆封

闭裸眼,保持润滑剂含量在 2%以上。

4 应用效果评价

AT40 井区先后施工 AT40、AT40-1、AT40-2 和 AT40-1A 等 4 口井,根据现场施工对该井区三开盐上承压堵漏及穿盐施工做出应用效果评价。

(1)盐上承压堵漏。AT40 井第一次承压堵漏未成功,主要原因在于堵漏浆配方存在缺陷,调整配方后第二次承压堵漏成功,另外该井用堵漏浆承压时稳压 19.6 MPa(密度 1.45 g/cm³),满足设计承压值 14.47 MPa,但筛除堵漏浆后用井浆验漏时承压值不能满足要求,第二次用堵漏浆承压时稳压 17 MPa(密度 1.50 g/cm³),筛除堵漏浆后用井浆验漏成功。另外施工的 3 口井用堵漏浆承压时稳压 22 MPa 左右,验漏成功,堵漏一次成功。

(2)AT40 井采用密度 1.62~1.65 g/cm³ 钻穿盐膏层,扩孔密度 1.64~1.67 g/cm³,平均蠕变速率达到 0.37 mm/h,最大蠕变速率 3.49 mm/h,不能满足下套管要求,密度提至 1.69 g/cm³ 后,平均蠕变速率为 0.21 mm/h,最大蠕变速率 1.27 mm/h,满足下套管要求。另外施工的 3 口井密度在 1.65~1.68 g/cm³ 之间,测井蠕变速率满足下套管要求,施工中一切正常,套管一次性下到位。

5 结论与建议

(1)根据地层岩性特点合理制定承压堵漏方案,采用粗细结合,颗粒与纤维状结合,灰岩裂缝性漏失应加大纤维类及片状堵漏材料含量;砂岩地层堵漏配方以细颗粒为主,中粗及粗颗粒为辅,重点加大套管鞋处配方浓度。

(2)承压堵漏施工中应缓慢打压,出现地层破裂压力下降过快时,应延长打压频率,使地层及时闭合;另外,堵漏浆承压时应适当高于设计承压值,筛除堵漏浆后用井浆验漏时可满足设计要求。

(3)穿盐过程中钻井液密度选择是关键,建议揭开盐层之前提密度至 1.65 g/cm³,钻进过程中根据阻卡情况及时上提密度,总体保持在 1.65~1.70 g/cm³。

(4)穿盐期间保证沥青类防塌剂有效含量 2%以上,聚合醇防塌剂 1%以上,保持钻井液良好的防塌性能。

(5)桥浆堵漏存在封堵强度较低,抗温性较差、消耗量大等缺点,建议可采用优选的高效堵漏剂与桥浆复配使用,提高堵漏效率。

参考文献:

[1] 黄进军,罗平亚,李家学,等.提高地层承压能力技术[J].钻井液与完井液,2009,26(2):69-72.

[2] 徐同台,刘玉杰,申威,等.钻井工程防漏堵漏技术[M].北京:石油工业出版社,2000.

(编辑 徐文明)

(上接第 126 页)

给仪器供电,并利用发射脉冲将信号传递到地面。每次打捞完成后,只需将钻具起至鱼顶上端,开泵循环钻井液,就可准确判断打捞矛上是否挂住电缆,如没有挂住电缆,只需再次进行打捞即可,不需起钻至井口进行检查。

参考文献:

[1] 吴春国,任中启,刘爱军,等.钻井测井电缆打捞技术[J].石油钻探技术,2003,31(3):54-55.

[2] 薄和秋.电缆测井事故的预防及处理[J].石油钻探技术,

2002,30(2):10-12.

[3] 宋宁,张红霞,刘兵,等.通道式打捞成团电缆施工工艺[J].西部探矿工程,2014(6):35-36.

[4] 张新锋,雒继忠,金万平.井下绳类落物打捞工艺探讨[J].钻采工艺,2003(3):98-100.

[5] 罗荣,蒋建平,崔光.塔河油田测井工程事故处理及预防探讨[J].测井技术,2013,37(5):552-556.

[6] 魏新勇.深井测井故障处理及典型案例分析[M].北京:石油工业出版社,2013.

[7] 项红军.超深井多级套管绳类打捞工艺研究[J].中国石油和化工标准与质量,2012(3):92.

(编辑 徐文明)