

# 古龙页岩油 GY15-Q8-H1 井优化二开实践与认识

潘子真

(大庆钻探钻井工程技术研究院, 黑龙江 大庆 163413)

**摘要:** 松辽盆地北部古龙页岩油开发以来, 受地层地质特点影响和钻井技术限制, 试验区水平井均采用三层套管井身结构, 2000~2500 m 水平段长水平井二开  $\Phi 311.2$  mm 井眼一趟钻比例 100%,  $\Phi 215.9$  mm 井眼一趟钻技术由初期的造斜段和水平段分别一趟钻, 逐渐过渡为造斜段+水平段一趟钻。随着页岩油  $\Phi 215.9$  mm 井眼钻井技术的完善, 为进一步缩短钻完井周期, 降低钻井投资, 综合考虑邻井气顶气、浅层气发育情况和破裂压力等情况优选在 GY15-Q8-H1 井进行了三开变两开和二开  $\Phi 215.9$  mm 井眼一趟钻应用实践。本文详细阐述了 GY15-Q8-H1 井优化设计过程, 技术难点、风险与对策实践认识, 为页岩油三开变两开钻井技术的完善, 降低钻井施工复杂提供了可借鉴经验。

**关键词:** 页岩油; 水平井; 一趟钻; 井身结构; 摩阻; 大扭矩

**中图分类号:** P634.5 **文献标识码:** B **文章编号:** 2096-9686(2024)S1-0358-06

## Practice and recognitions of optimizing the second spudding of Well GY15-Q8-H1 of Gulong shale oil

PAN Zizhen

(Daqing Drilling Engineering Technology Research Institute, Daqing Heilongjiang 163413, China)

**Abstract:** Since the development of Gulong shale oil in the northern Songliao Basin, due to the geological characteristics of the formation and the limitation of drilling technology, the horizontal wells in the test area all adopted three-layer casing well structure, and the 2000~2500m horizontal section of long horizontal wells have a 100% "one-trip drilling" ratio in  $\Phi 311.2$ mm boreholes. The "one-trip drilling" technology of the  $\Phi 215.9$ mm boreholes has gradually transitioned from the initial "one-trip drilling" of the inclined section and the horizontal section respectively to that of the inclined section+horizontal section. With the improvement of drilling technology of shale oil wells'  $\Phi 215.9$ mm boreholes, in order to further shorten drilling and completion period and reduce drilling investment, the application and practice of three-spudding to two-spudding and "one-trip drilling" of  $\Phi 215.9$ mm hole was optimized in Well GY15-Q8-H1. In this paper, the optimization design process, technical difficulties, risks and practical understanding of countermeasures of Well GY15-Q8-H1 well are described in detail, which provides a reference for the improvement of shale oil three-spudding to two-spudding drilling technology and the reduction of drilling construction complexity.

**Key words:** shale oil; horizontal well; one trip drilling; well structure; friction; large torque

### 0 引言

松辽盆地北部大庆油田古龙页岩油青山口组青一至青二三段预测储量  $12.68 \times 10^8$  t; 嫩江组一段原位转化石油与天然气技术可采资源量分别为

$(120 \sim 150) \times 10^8$  t、 $(9 \sim 10) \times 10^8$  m<sup>3</sup>。2018年以来, 按照“加强基础、搞清资源、突出重点、攻关试验、加快推进”的总体要求, 勘探开发一体化部署实施, 截止 2023年8月, 部署探井、评价井、开发井等各类井

收稿日期: 2024-07-17; 修回日期: 2024-08-07 DOI: 10.12143/j.ztgc.2024.S1.057

作者简介: 潘子真, 女, 汉族, 2000年生, 勘查技术与工程专业, 主要从事页岩油钻井工程设计及其相关科研和成本预测工作, 黑龙江省大庆市红岗区八百垅, 99250682@qq.com。

引用格式: 潘子真. 古龙页岩油 GY15-Q8-H1 井优化二开实践与认识[J]. 钻探工程, 2024, 51(S1): 358-363.

PAN Zizhen. Practice and recognitions of optimizing the second spudding of Well GY15-Q8-H1 of Gulong shale oil[J]. Drilling Engineering, 2024, 51(S1): 358-363.

212口,已完井201口,待完井11口,试验井组水平井58口,压裂45口,投产42口。其中5个试验区水

平井均采用三层套管井身结构(见表1),工艺较为成熟<sup>[1]</sup>。

表1 三开井身结构数据

| 开钻次序 | 井深/m      | 钻头尺寸/mm | 套管柱类型 | 套管尺寸/mm | 套管下入层位 | 套管下入深度/m |
|------|-----------|---------|-------|---------|--------|----------|
| 一开   | 浅水层底界+11  | 444.5   | 表层套管  | 339.7   | 明二段    | 浅水层底界+10 |
| 二开   | 葡萄花油层底+30 | 311.2   | 技术套管  | 244.5   | 青二、三段  | 葡萄花底+30  |
| 三开   | 设计井深      | 215.9   | 生产套管  | 139.7   | 青一段    | 设计井深-3   |

该区块2000~2500 m长水平段页岩油水平井施工时采用“三大两高”钻井参数,通过不断改进钻头设计<sup>[2]</sup>,优选大扭矩、长寿命螺杆和高可靠性的随钻仪器<sup>[3]</sup>,优化施工模板,Ø311.2 mm井眼和Ø215.9 mm井眼钻井提速效果明显。其中Ø311.2 mm井眼“一趟钻”施工技术趋于成熟,“一趟钻”比例由1号试验区的66.67%提高至5号试验区的100%。Ø215.9 mm井眼“一趟钻”技术由初期的造斜段和水平段分别“一趟钻”,逐渐过渡为造斜段+水平段“一趟钻”。其中3号试验区Ø215.9 mm全面采用六刀翼PDC钻头+1.5°单弯螺杆,实现三开“一趟钻”8口井、“两趟钻”5口井,“一趟钻”施工井比例44.44%,3号试验区平均钻进周期13.05 d,较2022年该试验区平均钻井周期16.48 d缩短26.28%。

美国在页岩水平井钻井方面,普遍推行一趟钻,单次一趟钻创造进尺纪录突破了5500 m<sup>[4]</sup>。一趟钻的推广应用,促进了美国页岩油气水平井钻井周期持续缩短,井深4000~5000 m的水平井平均钻井周期已缩短到10 d左右。大庆古龙页岩油采用三层井身结构,截止2023年8月,平均水平段长2113 m,水平段钻井周期10.09 d,远高于国和国内其他页岩油区块。随着页岩油三层套管井身结构、三开Ø215.9 mm井眼钻井技术的完善,为进一步缩短钻完井周期,探索降本新途径,在综合考虑地层浅层气发育和地层压力及钻井目的<sup>[5]</sup>,综合井眼轨道设计需要,优选了地质条件相对简单、偏移距小的GY15-Q8-H1井进行了三开变两开可行性论证,并进行了三开变两开、二开Ø215.9 mm井眼水平段一趟钻应用实践。

## 1 GY15-Q8-H1井基本情况

GY15-Q8-H1井设计斜深5076.00 m,设计垂深2414.75 m,目的层位为青二、三段,兼探嫩二段、

嫩一段、萨尔图油层、葡萄花油层。地质数据显示本井沿井轨道不会钻遇断层,地层漏失和破裂压力系数安全窗口窄(见表2),四方台组以上疏松地层存在漏失、坍塌风险,嫩江组一、二段、青山口组存在大段泥岩地层,存在井壁坍塌、漏失风险;页岩储层钻进过程中,井壁稳定性差,存在塌、漏、卡钻风险,姚家组(G87井1.38 g/cm<sup>3</sup>)、青山口组(G57井1.58 g/cm<sup>3</sup>)部分地层存在超压。

表2 压力及地质情况预测

| 地层   | g/cm <sup>3</sup> |           |           |           |
|------|-------------------|-----------|-----------|-----------|
|      | 孔隙压力系数            | 坍塌压力系数    | 漏失压力系数    | 破裂压力系数    |
| 嫩江组  | 1.10~1.23         | 1.03~1.23 | 1.68~1.98 | 1.71~2.08 |
| 姚家组  | 1.12~1.30         | 1.07~1.31 | 1.65~1.79 | 1.73~2.01 |
| 青山口组 | 1.14~1.55         | 1.21~1.63 | 1.72~1.90 | 1.79~2.08 |

## 2 井身结构确立

井身结构设计任务是确定套管下入层次、下入深度、水泥浆返深以及钻头和套管尺寸,而将原有三层结构优化为两层结构,表层下深是GY15-Q8-H1井能否成功的核心和关键技术。为此,对GY15-Q8-H1井压力数据、地层岩性和含油气水性质及轨道设计情况进行了综合分析<sup>[6]</sup>,GY15-Q8-H1井沿井轨道将不会钻遇断层,嫩江组地层孔隙压力在1.10~1.23 g/cm<sup>3</sup>之间,姚家组和青山口组不存在异常压力层系,压差 $\geq 3$  MPa,葡萄花浅层气埋深在2000 m附近,可采用两层井身结构施工。一开封闭固表层地表水满足环保要求,二开采用套管完井满足后续压裂施工需要。目前国内其他区块页岩油两层井身结构施工,存在环保和井壁问题等施工难点,为此对目前环保型钻井液技术、油基钻井液条件下的井壁强化、封堵防塌技术现状,防漏、防塌问题进行了调研,论证了表层下深几种方案的优缺点和风险程度(见表3)。

表3 两层套管井身结构优化方案分析

| 方案  | 表层下深/m         | 优势                      | 存在问题  |
|-----|----------------|-------------------------|---|
| 方案一 | 2104(青二三段+30)  | Ø215.9 mm井段与目前施工井一致     | (1)一开打开了黑帝庙、萨尔图、葡萄花油气层,无法实现二次井控;(2)有污染浅层水的风险      |
| 方案二 | 1951(姚二三段底-50) | 不打开葡萄花油气层               | (1)一开打开黑帝庙、萨尔图油层无法实现二次井控;(2)有污染浅层水的风险;(3)葡萄花层漏失风险 |
| 方案三 | 1000(四方台组+50)  | 表层下深浅钻井成本低,不打开油气层,井控风险低 | (1)有污染浅层水的风险;(2)二开裸眼段长,钻井周期长,井壁稳定要求高;(3)葡萄花层漏失风险  |

综合3种方案的优缺点,结合钻井技术及成本构成,最终采用方案三进行应用实践(见表4),表层套管下至四方台组以下50 m,封固上部易塌易漏

层,若葡萄花油层发生严重井漏,可采用膨胀管技术封隔严重漏失层<sup>[7]</sup>,或者采用Ø444.5 mm表层套管开展二开试验,为后续可能转为三开预留空间。

表4 井身结构设计数据

| 开钻次序 | 井深/m    | 钻头尺寸/mm        | 套管柱类型 | 套管尺寸/mm       | 套管下入层位 | 套管下入深度/m |
|------|---------|----------------|-------|---------------|--------|----------|
| 一开   | 四方台组底50 | 311.2(备选444.5) | 表层套管  | 244.5(备339.7) | 嫩五段    | 四方台组底+50 |
| 二开   | 设计井深    | 215.9          | 生产套管  | 139.7         | 青一段    | 设计井深-3   |

Ø339.7 mm导管下至50 m处,建立钻井液循环,防止井口附近地表土层冲塌。地下水开采层位泰康组底界深度215 m,一开表套段钻至1000 m,Ø244.5 mm表套下至1000 m,进入嫩五段15 m稳定

泥岩处,且满足封固水层10~20 m的要求,封固上部不稳定地层。二开钻至设计井深,全井下入Q125×10.54 mm、简易气密封扣生产套管,满足压裂要求(见图1)。

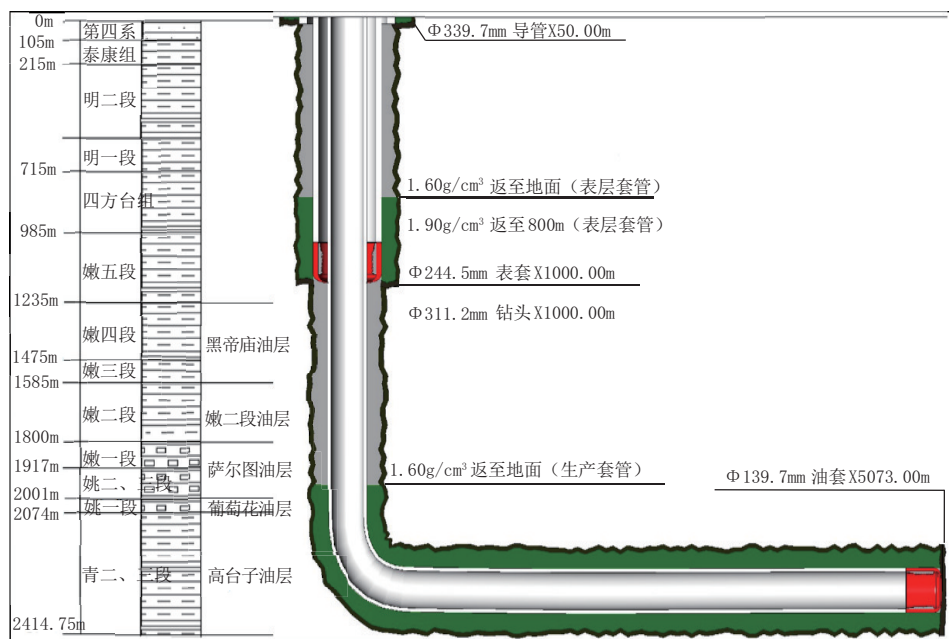


图1 井身结构设计示意

### 3 风险分析及应对措施

#### 3.1 表层钻井液环保性

本地区地表区域水体较多,浅层水源(200 m)

为主要供水来源,根据黑龙江省、国家环保总局相关要求,必须对地层浅层水进行保护,而常规膨润土钻井液体系最大钻进深度无法满足本井表层深

下至1000 m设计要求,存在环保风险。同时根据地质设计提示,四方台组以上疏松地层存在漏失、坍塌风险,一开钻井液应具有较强的抑制性、封堵性,以适应多变的岩性组合和宽泛的施工密度。采取的对策如下:

(1)表层钻井液设计采用环保型类油基钻井液,该体系性能经检测符合《钻井液环保性能评价技术规范》(SY/T 7467—2020),钻井过程中钻井液以回收利用为主,无法回收利用的做固化处理,整个施工过程满足环保要求。

(2)200 m以浅井段采用膨润土浆钻进,保护浅水层。四方台组及以下地层采用抑制能力强的类油基钻井液钻进,引入甲酸钠和聚胺抑制剂、包被抑制剂来实现维持钻井液的强抑制性和包被能力,控制地层造浆,引入适度分散剂维持钻井液包被絮凝与粘土分散的平衡,钻井液流变性能维护。

### 3.2 二开井壁稳定性

二开嫩江组为大段泥页岩地层,青山口组层状纹层状页岩孔缝发育,地层易剥落,长裸眼段钻进,存在井壁稳定性差,塌、漏、卡钻风险高,对钻井液稳定性和抑制性具有较高要求。采取的对策如下:

2022年以来施工的古龙页岩油三层结构水平井(含侧钻水平井)均采用油包水钻井液体系,最长施工水平段长2641 m,经现场应用,该体系具有较好的抑制性和润滑性,对嫩江、姚家组泥岩具备充足的抑制性,同时具有失水小,泥饼薄而坚韧的特点,可以满足水平段页岩井壁稳定需求。分析青山口组孔隙物性数据,渗透率较低,不易发生粘卡或缩径卡钻,因此综合判断出现卡钻的情况可能有3种:一是井眼净化不彻底,形成岩屑床,起钻倒划眼过程中操作不当导致卡钻;二是井壁失稳坍塌导致卡钻;三是快速钻进环空岩屑密度大而循环不及时导致钻具卡钻。由此,制定以下防卡钻措施:

(1)为了预防本段可能出现的卡钻、井塌掉块情况,根据预测地层孔隙压力数据,设计二开以 $1.45\text{ g/cm}^3$ 钻井液密度开钻,进入葡萄花油层前50 m密度提高至 $1.53\text{ g/cm}^3$ ,钻至青二、三段以前50 m提高至 $1.60\text{ g/cm}^3$ ,水平段控制密度 $1.62\sim 1.65\text{ g/cm}^3$ ,保证井壁稳定的同时压稳油气层。

(2)优化钻井参数,维持排量 $34\text{ L/s}$ 以上,保证携岩效率,同时尽可能减少低排量循环和钻具不旋转循环的时间,防止在此期间形成岩屑床<sup>[8]</sup>。

(3)优化钻井液流变性,通过观察振动筛返砂、泵压、悬重和扭矩等的变化情况,随时判断井眼净化情况是否正常,及时做好短起下钻和参数调整。严格控制钻井液滤失量,高温( $120\text{ }^\circ\text{C}$ )高压失水控制在 $2.0\text{ mL}$ 以内。钻至嫩二段前循环周加入1%非渗透封堵剂、2%的超细碳酸钙,做好防漏工作;钻穿嫩一段进入姚二、三段 $20\sim 30\text{ m}$ 后,按照水平段最大钻井液密度 $1.65\text{ g/cm}^3$ 进行地层承压试验,进行地层承压试验前,配制 $20\sim 30\text{ m}^3$ 堵漏浆打入井内,上返至嫩二段以上 $100\text{ m}$ ,提高地层承压能力。

(4)强化固相控制,减少钻井液中有固相含量,保持钻井液性能稳定,能有效保障井下安全<sup>[9]</sup>。使用好固控设备是关键,加强一二固控的使用,三开水平段振动筛使用260目筛布,保持筛子仰角平下,避免岩屑从筛框漏入罐中,除砂除泥一体机使用260目筛布,使用率要达到100%,合理使用离心机清除低密度固相,在必要时置换部分钻井液,以保持钻井液中固相的合理粒度分布及固相含量。

### 3.3 裸眼段较长

本井设计二开裸眼段长 $3498\text{ m}$ ,其中水平段长 $2002\text{ m}$ ,存在裸眼段较长,且存在随着水平段的增加,钻井液携砂难度增加,摩阻增大,定向托压严重的问题。采取的对策如下:

(1)本井设计二开裸眼段长 $3498\text{ m}$ ,其中水平段长 $2002\text{ m}$ ,为防止出现摩阻增大,托压问题,统计分析了已完钻同区块实钻数据回归裸眼段摩阻系数,利用软件计算分析(如图2)后,对钻具组合进行了优化设计。

由图2钻具强度校核可看出,当摩阻系数在 $0.25$ 左右时,能够满足水平段后期施工要求。但当摩阻系数达到 $0.3$ 时,滑动钻进时将发生螺旋屈曲,存在滑动钻进困难现象。

结合软件分析结果,在二开钻具组合定向和水平段钻进时设计使用减摩降阻接头,水平段钻具组合中增加用清砂钻杆或清砂接头,保证水平段施工中井筒的清洁。清砂接头(见图3)可以破坏岩屑床,解决页岩油水平井塌块剥落造成的岩屑堆积问题,降低沉砂卡钻风险,减小水平段钻进摩阻,提高机械钻速。钻具组合设计见表5。

直井段+造斜段设计采用 $1.5^\circ$ 螺杆造斜钻具组合+6刀翼PDC保证定向施工,水平段采用 $1.25^\circ$ 螺杆稳平钻具组合+6刀翼PDC,提高稳斜效果和钻

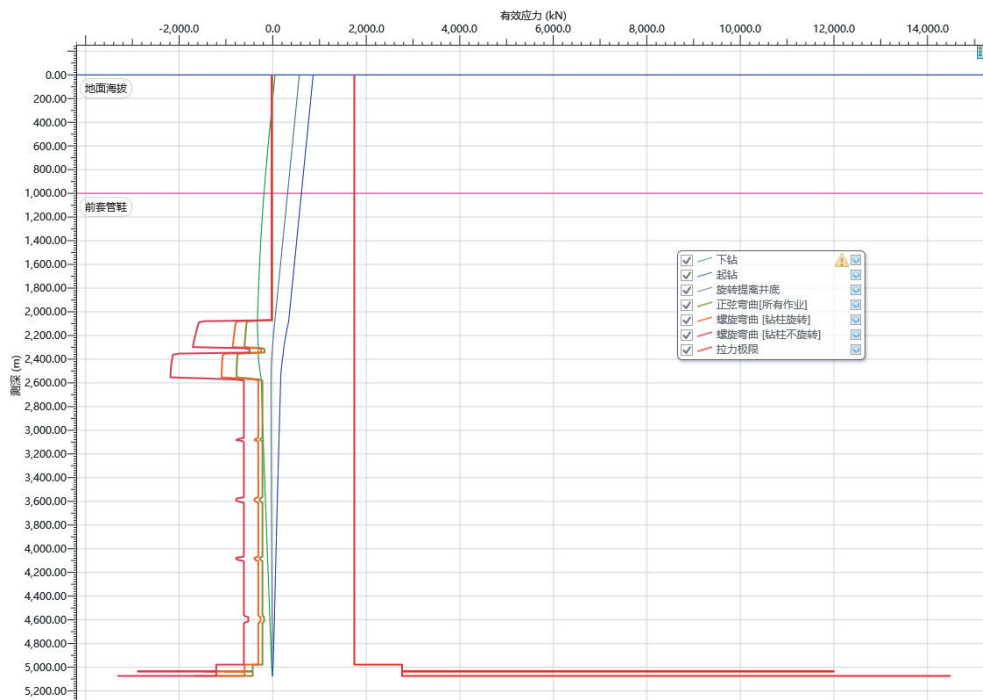


图2 钻具强度校核

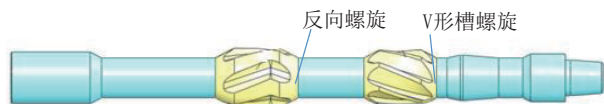


图3 清砂接头示意

速。设计施工排量 35~38 L/s, 复合钻进。施工中定向钻进井段, 每钻进一个单根划眼至少 2 遍, 破坏定向键槽, 预防键槽卡钻。造斜段钻进完成后, 及时进行短起下作业一次, 修整井壁, 确保造斜段井壁稳定, 为后续施工做好准备。滑动钻进施工之前, 调整好钻井液性能, 严格按设计要求使用钻井液四级固控设备, 确保钻井液具有良好的润滑性和携砂性, 避免或减轻定向施工过程中的托压现象。水平段施工时, 随着井深的增加, 增加单个立柱的划眼时间, 充分返砂, 降低井眼摩阻, 防止沉砂卡钻。

#### 4 实钻分析

本井三开变两开施工, 实钻钻井周期 26.25 d, 比设计周期增加 5.75 d, 全井平均纯钻时 186 h, 较 2023 年三开水平井全井平均纯钻时多 11.65 h, 全井平均机械钻速 25.30 m/h, 较 2023 年三开水平井全井平均机械钻速 25.28 m/h 略有提高。本井实钻  $\varnothing 215.9$  mm 井眼水平段二趟钻完成, 未实现一趟钻目标<sup>[10]</sup>, 其中 2436~4264 m 井段使用 1.5° 螺杆, 钻进至 4264 m 出现定向憋压, 起钻更换螺杆仪器。4264~4598 m 使用 1.25° 螺杆, 钻进至 4598 m 正常完钻。分析一趟钻未成功原因主要存在问题如下:

(1) 三开变二开后, 因裸眼段增长, 钻井后期系统摩阻增加, 水平段 1500 m 后, 摩阻在 320~400 kN, 较同等情况三开井摩阻增加 50~80 kN。

(2) 从电阻率数据变化发现, 钻进至 2464.91

表5  $\varnothing 215.9$  mm 井眼钻具组合设计

| 井段/m                     | 钻具组合   |
|--------------------------|--|
| 1000~2565.4<br>(直井段+造斜段) | $\varnothing 215.9$ mm 钻头(钻头压降 0.5~1.5 MPa)+ $\varnothing 172$ mm 1.5° 单弯螺杆+ $\varnothing 172$ mm 浮阀+ $\varnothing 165$ mm LWD+ $\varnothing 127$ mm 无磁加重钻杆×1根+ $\varnothing 127$ mm 斜坡加重钻杆×3根+ $\varnothing 165$ mm 震击器+ $\varnothing 127$ mm 斜坡加重×(6~12根)+ $\varnothing 139.7$ mm(或 $\varnothing 127$ mm)斜坡钻杆  |
| 2565.4~5076<br>(水平段)     | $\varnothing 215.9$ mm 钻头(钻头压降 0.5~1.5 MPa)+ $\varnothing 172$ mm 单弯双扶螺杆(1.25°)+ $\varnothing 172$ mm 浮阀+ $\varnothing 165$ mm LWD+ $\varnothing 127$ mm 无磁加重钻杆×1根+ $\varnothing 127$ mm 斜坡加重钻杆×3根+ $\varnothing 165$ mm 震击器+ $\varnothing 127$ mm 斜坡加重钻杆×6根+ $\varnothing 139.7$ mm(或 $\varnothing 127$ mm)斜坡钻杆 |

m,电阻率较正常地层18~22  $\Omega\cdot\text{m}$ 增加至40  $\Omega\cdot\text{m}$ ,判断存在含钙偏高硬脆夹层岩性,出现剥落掉块,在井深2464.91 m出现卡钻事故。在4095~4333 m再次钻遇高阻层(正常电阻值10~30  $\Omega\cdot\text{m}$ ,此层位电阻值70~100  $\Omega\cdot\text{m}$ ),岩性铁白云石,Ca、Mg元素含量略高。复合钻进定向效果不佳,实钻定向比例达到了45.8%(正常水平段定向比例 $<10\%$ ,定向钻速4.11 m/h,期间出现摆工具面困难现象,238 m定向钻进井段正常钻井周期1 d,实际施工5.33 d,分析发现该夹层岩性硬度高,造成钻头制动,较正常施工增加4.3 d。

## 5 结论

(1)三开变两开,作为降低页岩油钻井成本的手段之一,具有很好的实践意义,但开展两开施工时,需加强地质与工程一体化工作,现场与地质导向紧密结合,提前进行特殊岩性、裂缝蚂蚁体预测,尽量避开高阻层附件钻进,为安全施工、优质甜点钻遇率提供技术保障。

(2)对硬脆性泥页岩微裂缝发育、坍塌压力较大的情况,根据施工情况,及时提高钻井液封堵能力,改善泥饼质量,控制HTHP(110  $^{\circ}\text{C}$ )滤失量 $<3\text{ mL}$ ,尽可能减少滤液进入地层,保证地层岩石粘聚力,防止层间散裂,有效减少井壁剥落和井径扩大。

(3)通过优化井身结构可行性分析与实践,页岩油三层结构变两层结构,对钻井工具和钻井液性能要求较高,单从钻井成本变化来看,减少一层结构,三开变两开可节约单井成本80万左右,通过地

质工程一体化优化选井,二开钻井周期降低,将页岩油单井成本约百万元。

(4)一趟钻是系统化钻井工程的全面升级,为加快页岩油一趟钻技术的成熟推广,建议从钻井方案优化设计、自动化钻机、高效长寿命钻头、个性化优质钻井液、强化参数钻井、常规导向钻井或旋转导向钻井、随钻地质导向、远程专家决策支持中心等关键技术开展研发与集成应用,助推非常规油气的规模效益开发。

## 参考文献:

- [1] 沈兆飞,霍如军,郁燕飞,等.苏里格南区块小井眼井二开一趟钻钻井技术[J].石油钻探技术,2020,48(6):15-20.
- [2] 杨金华,郭晓霞.页岩水平井一趟钻应用案例分析及启示[J].石油科技论坛,2018,37(6):32-35,60.
- [3] 张金成.第一性原理思维法在页岩气革命中的实践与启示[J].钻探工程,2022,49(2):1-8.
- [4] 杨雪山,窦正道,丁少华,等.一趟钻关键技术在HY1-1HF井的研究与应用[J].复杂油气藏,2023,16(2):149-153.
- [5] 吴鹏程,汪瑶,付利,等.深层页岩气水平井“一趟钻”技术探索与实践[J].石油机械,2023,51(8):26-33.
- [6] 董振国,熊伟,龚长芳,等.海上油田开发井钻井优化设计和应用实践[J].钻探工程,2021,48(7):46-57.
- [7] 邹才能,赵群,丛连铸,等.中国页岩气开发进展、潜力及前景[J].天然气工业,2021,41(1):1-14.
- [8] 李志刚,王涛,王遂正.“一趟钻”技术在煤层气L型水平井的应用[J].钻探工程,2021,48(S1):254-257.
- [9] 于占森.鄂北气田小井眼钻完井关键技术研究及应用[J].钻探工程,2023,50(6):136-144.
- [10] 袁光杰,付利,王元,等.我国非常规油气经济有效开发钻井完井技术现状与发展建议[J].石油钻探技术,2022,50(1):1-12.

(编辑 王文)