

鄂西地区鄂鹤页3井钻探施工技术

王杰¹, 潘德元^{1*}, 蔡隽¹, 王稳石¹, 李海², 方国庆¹, 贺前平¹, 李凯¹

(1. 中国地质调查局长沙自然资源综合调查中心, 湖南长沙 410600;

2. 中国地质调查局武汉地质调查中心, 湖北武汉 430205)

摘要:页岩气参数井鄂鹤页3井位于湖北恩施湘鄂西褶皱带宜都-鹤峰复背斜鹤峰向斜, 钻探的主要目的是主探二叠系大隆组台盆相沉积页岩气, 兼探栖霞组混积陆棚相沉积页岩气, 设计井深2300 m, 完钻井深2326 m。本文介绍了鄂鹤页3井的钻探施工情况, 针对地表浅层嘉陵江组的失返性漏失处理, 防斜打直弯壳体螺杆钻具组合设计, 孤峰组和茅口组高硬度硅质灰岩钻头选型等方面开展研究, 提高了钻进效率, 完成了中国地质调查局自主组建钻井队伍实施的第一口页岩气参数井, 获取了目的层岩心实物资料, 实现了鄂西地区二叠系大隆组页岩气、栖霞组油气调查新发现, 拓展了鄂西地区二叠系页岩气勘探新区和新层系, 对鄂西地区页岩气调查评价与开发提供了重要技术支撑。

关键词:参数井; 页岩气钻探; 地层漏失; 钻头选型; 防斜打直; 鄂鹤页3井

中图分类号: P634.5; TE242 **文献标识码:** B **文章编号:** 2096-9686(2024)S1-0332-09

Drilling and construction technology of Well Ehey 3 in the western Hubei

WANG Jie¹, PAN Deyuan^{1*}, CAI Jun¹, WANG Wenshi¹, LI Hai², FANG Guoqing¹, HE Qianping¹, LI Kai¹

(1. Changsha General Survey of Natural Resources Center, CGS, Changsha Hunan 410600, China;

2. Wuhan Center of China Geological Survey, Wuhan Hubei 430205, China)

Abstract: The shale gas parameter Well Ehey 3 is located in the Yidu-Hefeng complex anticline and Hefeng syncline of the Enshi Xiang'xi Fold Belt in Hubei Province. The main purpose of drilling is to explore the sedimentary shale gas of the Permian Dalong Formation platform basin facies, as well as the mixed shelf sedimentary shale gas of the Qixia Formation. The designed well depth is 2300m, and the completed drilling depth is 2326m. This article introduces the drilling and construction situation of Ehey 3 well, focusing on the treatment of non return leakage in the shallow Jialingjiang Formation on the surface, the selection of high hardness siliceous limestone drill bits for the Gufeng and Maokou formations, and the design of anti inclination straight bending shell screw drilling tool combinations. Research has been carried out to improve drilling efficiency. The first shale gas parameter well independently established by the China Geological Survey has been completed, and physical data of target layer rock cores have been obtained. New discoveries have been made in the exploration of Permian Dalong Formation shale gas and Qixia Formation oil and gas in western Hubei, expanding the exploration area and new layers of Permian shale gas in western Hubei. The investigation and evaluation of shale gas in western Hubei have been conducted. Provided important technical support for development.

Key words: parameter well; shale gas drilling; formation leakage; drill bit selection; anti skewing and straightening; Well Ehey 3

收稿日期: 2024-07-29; 修回日期: 2024-08-06 DOI: 10.12143/j.ztgc.2024.S1.053

基金项目: 中国地质调查局地质调查项目“战略性矿产靶区查证技术支撑(长沙自然资源综合调查中心)”(编号: DD20230398)、“东部地区战略性矿产靶区查证技术支撑(长沙中心)”(编号: DD20242960)

第一作者: 王杰, 男, 汉族, 1987年生, 工程师, 探矿工程专业, 硕士, 从事钻探相关技术方面的研究工作, 湖南省宁乡市城郊街道学府路258号, 673428134@qq.com。

通信作者: 潘德元, 男, 汉族, 1982年生, 高级工程师, 探矿工程专业, 硕士, 从事钻探相关技术方面的研究工作, 湖南省宁乡市城郊街道学府路258号, 673428134@qq.com。

引用格式: 王杰, 潘德元, 蔡隽, 等. 鄂西地区鄂鹤页3井钻探施工技术[J]. 钻探工程, 2024, 51(S1): 332-340.

WANG Jie, PAN Deyuan, CAI Jun, et al. Drilling and construction technology of Well Ehey 3 in the western Hubei[J]. Drilling Engineering, 2024, 51(S1): 332-340.

0 引言

中国地质调查局武汉地质调查中心在鄂西地区开展页岩气调查工作,在湖北恩施湘鄂西褶皱带宜都-鹤峰复背斜鹤峰向斜部署了一口参数井——颧鹤页3井,中国地质调查局长沙自然资源综合调查中心负责颧鹤页3井的钻探施工,通过钻井、测井、录井、固井等工作,探索拓展鄂西地区二叠系页岩气勘探新区和新层系,加快页岩气勘探开发进程,促进鄂西页岩气勘探开发综合示范区和资源基地建设,增强湖北省能源供应保障能力、优化改善能源结构。

颧鹤页3井设计为直井,设计井深2300 m,完钻

口径215.9 mm,目的层为二叠系大隆组 and 栖霞组,完钻层位为黄龙组,完钻原则为进入石炭系黄龙组30 m无油气显示完钻,根据油气显示情况决定是否下套管完井。该井地层为常压地层,尽可能实现近平衡钻进,减轻对气层的伤害,并有利于油气溢出,同时现场应储备重晶石粉,随时应对井涌、井喷等钻井事故。

1 地层情况及钻井施工质量要求

1.1 地层情况

通过地质调查,野外实地踏勘,根据邻井资料及二维地震解译,预测钻遇地层情况见表1。

表1 颧鹤页3井地层情况

层位	实钻/m			设计/m			厚度差/m	实钻地层描述
	顶	底	厚度	顶	底	厚度		
嘉陵江组	0	622	622	0	600	600	22	灰色、局部浅灰色中厚层状白云岩、灰质白云岩为主,夹薄—中层状灰色白云质灰岩;底部见少量肉红色白云岩、黄绿—灰黄色灰质泥岩岩屑
大冶组	622	1749.71	1127.71	600	1830	1230	−102.29	灰色、局部浅灰色中厚层状灰岩、含泥灰岩、泥晶灰岩为主,夹薄—中层状灰色灰质白云岩、白云质灰岩、深灰色泥质灰岩;底部沿层面见较多星点状黄铁矿集合,见少量炭质光滑镜面,略污手
大隆组	1749.71	1797.3	47.59	1830	1890	60	−12.41	深灰、灰黑、黑色钙质页岩、硅质页岩、炭质页岩、硅质灰岩、泥质灰岩、灰质泥岩、含炭硅质泥岩、炭质泥岩、硅质岩
下窑组	1797.3	1823.3	26	1890	1915	25	1.00	深灰、灰黑色泥晶灰岩、钙质页岩为主,夹中层状含泥灰岩,局部夹薄层含炭泥质灰岩;中上部方解石充填裂隙中见少量方解石晶粒
龙潭组	1823.3	1829.4	6.1	1915	1920	5	1.10	黑色炭质泥岩、深灰色粉砂质泥岩为主,下部含粉砂质
孤峰组	1829.4	1853.5	24.1	1920	1935	15	9.10	深灰色含钙页岩、灰黑色硅质页岩为主
茅口组	1853.5	2050.1	230.62	1935	2110	175	55.62	灰—深灰色泥晶灰岩、灰岩为主
	2105.28	2139.3						
栖霞组	2050.1	2105.28	197.68	2110	2260	150	47.68	深灰—灰黑色泥晶灰岩、泥质灰岩、瘤状灰岩为主
	2139.3	2281.8						
梁山组	2281.8	2297.8	16	2260	2270	10	60.00	灰、深灰色泥岩、粉砂质泥岩为主,底部深灰色钙质页岩
黄龙组	2297.8	2308.2	10.4	2270	2300	30	−19.60	深灰色灰岩、含泥灰岩。
写经寺组	2308.2	2326	17.8				17.80	灰色含泥灰岩、钙质粉砂岩、粉砂质泥岩,上段深灰色泥岩,顶部见灰绿色泥岩

1.2 钻井施工质量要求

1.2.1 井身质量要求

按照该井钻井地质设计要求及《钻井井身质量控制规范》,全井全角变化率控制在2°15′/30 m;完

钻水平位移≥150 m;非破碎地层、非垮塌井段,全井井径扩大率≤15%;对可能垮塌井段,井径扩大率略为放宽,但要控制在20%以内^[1]。

1.2.2 井身结构要求

井身结构的设计应充分考虑将钻遇的地层要求,各套管程序的选择为各开次钻进安全相对留有余地,以保证完成钻探目的:一开宜钻至稳定基岩,下入导管封隔浅部第四系松散地层和浅层地下水,建立井口;二开钻遇地层为嘉陵江组和大冶组中上段,分别为白云岩和灰岩,可能存在渗漏、裂缝性漏失等现象,同时为保障揭露下部目的层段时的井控安全,因此在大冶组中段设计下入套管予以封隔,并安装防喷器;三开为大冶组下段及二叠系地层,大冶组下段较稳定,二叠系为目的层,钻穿目的层段后钻进黄龙组30 m,根据油气显示及地质要求确定是否套管完井。

1.2.3 取心设计要求

大隆组连续取心60 m,栖霞组井段见油气显示机动取心40 m,稳定地层段岩心采取率 $\geq 90\%$,破碎或松散地层段岩心采取率 $\geq 50\%$ 。

1.2.4 钻井液要求

钻井液的选择应有利于快速钻进和安全钻井、环境保护、发现和保护气层、地质资料录取、复杂情况的预防和处理,考虑钻井液密度附加值为 $0.07\sim 0.15\text{ g/cm}^3$ 。

1.2.5 固井质量要求

固井水泥返至地表,候凝时间 $\leq 48\text{ h}$,水泥浆密度 $1.45\sim 1.90\text{ g/cm}^3$,二开、三开候凝结束后需进行固井质量测井,采用清水试压,30 min允许压降 $\leq 0.5\text{ MPa}$ 。

1.2.6 井控安全要求

参照该井钻井地质设计要求,该井为常压地层,提供 $\leq 20\text{ MPa}$ 能力的井控设备。

2 钻探施工难点分析

2.1 钻井工程井位优选难度大

鄂西地区受多期构造活动影响,工作区域内山谷纵横,断裂发育,地表可用于修建井场的资源非常有限,结合地质调查、地震资料及现场地形资料可供部署的井场仅有1处(图1),井场面积狭窄,地表基岩出露,地形切割厉害,地表溶洞侵蚀严重,进场道路拓宽及井场平整的工作量很大,进场道路需要从2 m拓宽至3.5 m,井场面积需要从 $50\text{ m}\times 80\text{ m}$ 拓宽至 $80\text{ m}\times 100\text{ m}$,共用时37 d完成进场道路和井场拓宽平整及加固工作,进场道路拓宽后也难

以满足13 m的货车运输钻机设备物资,需在省道进入支路的入口处倒换9.6 m的平板车转运。



图1 鄂鹤页3井地理位置

2.2 上部地层漏失严重

一开、二开地层为嘉陵江组地层与大冶组中部地层,分别为白云岩和灰岩,可能存在溶洞、裂缝性漏失等现象,在井场平整过程中共发现2处地表溶洞,同时该井位4A级旅游景区附近,距离景区河流仅100 m,如果钻井浆液漏失流入河流,容易造成当地水源污染。

2.3 地层倾角造斜能力强

鄂鹤页3井所处鹤峰向斜构造构造变形较弱,断裂不发育,倾角多在 $12^\circ\sim 30^\circ$,地层造斜能力较强,在施工过程中需要采用双驱复合钻进技术与滑动定向钻进技术相结合,优化钻具组合,在提升钻井效率的同时控制井身质量。

2.4 地层可钻性差

可钻性较差的层位主要是二叠系上统大隆组取心段、中统孤峰组和茅口组。大隆组碳硅质岩与页岩互层出现,孤峰组和茅口组发育有硅质灰岩,可钻性差,需要优化钻头设计与选型。

3 井身结构设计与钻井工艺选择

3.1 井身结构设计

根据鹤峰地区大隆组页岩气地层特点、压力预测及目前钻井工艺技术现状,参考相邻构造及钻井实钻井身结构,鄂鹤页3井采用三开井身结构(见表2),一开宜钻至稳定基岩,下入导管封隔浅部第四系松散地层和地表溶洞,建立井口;二开封隔嘉陵江组和大冶组中上段白云岩和灰岩渗漏、裂缝性漏

失地层,三开完井后根据油气显示及地质要求确定是否套管完井^[2]。

表2 颧鹤页3井井身结构

开次	钻头尺寸/mm	井深/m		套管外径×壁厚/mm	钢级	套管下深/m		备注
		设计	实钻			设计	实钻	
一开	444.5	50	107	Ø339.7×9.65	J55	50	106.03	建立井口
二开	311.2	1500	1506	Ø244.5×10.03	N80	1498	1501.68	封嘉陵江组与大冶组中部地层
三开	215.9	2300	2326	Ø139.7×10.54	P110	2298	2322.73	根据地质要求确定是否下入套管

3.2 钻探设备选型

根据场地大小、井身结构、地层条件、设备运输条件等,颧鹤页3井采用柴油机组驱动的ZJ30型石油钻机,主要设备清单见表3。

表3 钻机主要设备清单

名称	型号	数量	备注
钻机	ZJ-30L	1部	最大钩载250 kN
井架	JJ225/42-I	1部	最大钩载250 kN
转盘	ZP250	1部	
钻井泵	3NB-1300C	1台	功率960 kW
钻井液罐		5个	总容量200 m ³
固控设备		1套	
柴油机组	12V190-2000	2台	功率1000 kW
柴油发电机组	ML-400	1台	功率400 kW
井控系统		1套	压力35 MPa

3.3 钻具组合

依据地层特性,在确保井下安全、下套管顺利和井身质量良好、提高钻井速度的原则下调整钻具组合,实钻采用的钻具组合见表4。一开采用全钻

铤塔式钻具组合,防斜打直;二开106~536 m井段采用双驱复合钻进技术(未安装扶正器),536~1506 m井段采用双驱复合钻进技术(安装扶正器);三开采用双驱复合钻进技术(安装扶正器)与取心钻具组合完井^[3]。

4 钻探施工

4.1 一开钻进(0.00~107.00 m)

2023年12月13日开钻,采用Ø444.5 mm牙轮钻头钻进至井深11 m处,钻遇基岩风化层,裂隙发育,钻井液完全漏失,从井口可观察地下裂缝情况,裂缝宽度达到300 mm左右,垂直井眼分布,南北向贯通,见图2。现场水源补给不足,无法顶漏钻进,从井口灌入商砼(含碎石)11 m³,候凝后扫塞清水钻进至16 m,地层漏失严重,漏失量约240 m³,漏失速度30~40 m³/h。现场分析下部井段继续漏失的概率较大,配备随钻堵漏钻井液分3次堵漏失败,共消耗40 m³堵漏浆。提钻换PDC钻头清水顶漏钻进至39 m,漏失累计270 m³,停钻后井内水位稳定在10~15 m,现场判断已穿过地表漏失层,再次从井口

表4 颧鹤页3井钻具组合

开次	钻具组合	备注
一开	Ø444.5 mm 钻头(牙轮或PDC)+双母接头730/630+Ø203 mm 钻铤×4根+Ø177.8 mm 钻铤×6根+Ø127 mm 加重钻杆×9根+方保接头411/410+中133 mm 方钻杆	随井深逐步加钻铤和加重钻杆
二开	Ø311.2 mm PDC 钻头+Ø203 mm 带扶弯螺杆+Ø203.2 mm 钻铤×3根+631×410 接头+Ø177.8 mm 钻铤×6根+Ø127 mm 加重钻杆×9根+Ø127 mm 钻杆	
二开	Ø311.2 mm PDC 钻头+Ø203 mm 1.25°带扶弯螺杆+定向接头(MWD)+Ø203 mm 无磁钻铤+Ø203 mm 钻铤×3根+Ø177.8 mm 钻铤×6根+Ø127 mm 加重钻杆×9根+Ø127 mm 钻杆	
二开	Ø311.2 mm PDC 钻头+Ø203 mm 1.25°带扶弯螺杆+定向接头(MWD)+Ø203 mm 无磁钻铤+Ø308 mm 扶正器+Ø203 mm 钻铤×3根+Ø177.8 mm 钻铤×6根+Ø127 mm 加重钻杆×9根+Ø127 mm 钻杆	
三开	Ø215.9 mm PDC+Ø172 mm 1.25°带扶弯螺杆+定向接头×0.58 m+Ø172 mm 无磁钻铤×1根(MWD仪器)+Ø208 mm 扶正器×0.56 m+Ø172 mm 钻铤×4根+Ø127 mm 加重钻杆×9根+Ø127 mm 钻杆	取心钻具组合
	Ø215.9 mm PDC 取心钻头×0.40 m+Ø180 mm 取心筒×19.40 m+Ø172 mm 钻铤×3根+Ø127 mm 加重钻杆×9根+Ø127 mm 钻杆+下旋塞+方保接头411/410+中133 mm 方钻杆	

灌注商砼(含碎石)11 m³,候凝72 h开始扫塞,井内基本不再漏失,堵漏成功。扫完水泥塞后继续钻进,钻至井深107 m—开完钻^[4]。

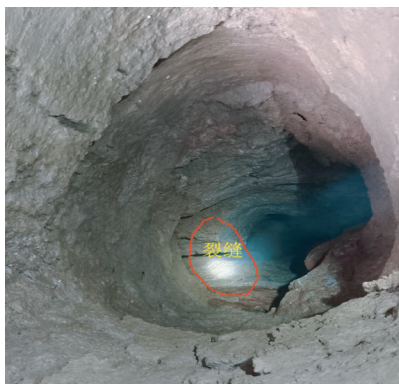


图2 地下裂缝发育情况

一开钻压根据钻铤数量的增加不断调整,最终钻压为80~100 kN,转速为80~90 r/min,泵压1~2 MPa,流量30~35 L/s。一开完钻后下入J55钢级 Φ 339.7 mm \times 9.65 mm表层套管,套管下深106.03 m,固井,水泥返出地面。

4.2 二开钻进(107.00~1506.00 m)

2023年12月26日二开钻进,采用双驱复合钻进技术^[5],兼备转盘钻进和井底动力钻进的优点,提高机械钻速,优化井身质量。该井段结合施工现场实际情况共采用了3种钻具组合方式钻进施工,在塔式钻具组合的基础上先后增加了井底带扶弯螺杆(弯度1.25°)、定向接头(MWD)、 Φ 308 mm钻铤扶正器,提高钻进效率,有效控制井斜和方位角,减少滑动定向钻进时间,实钻过程中536~1506 m全程使用无线随钻测斜仪配合单弯螺杆井底动力钻具组合实时监测纠正井斜、方位情况,严格控制狗腿度,避免后期钻进负荷过大或下套管困难。钻进至井深1506 m二开完钻。下入N80钢级 Φ 244.5 mm \times 10.03 mm技术套管,下深1501.6 m,固井候凝,安装35 MPa双闸板防喷器及远程控制装置,按规范进行试压符合安装要求,随后按计划安排冬休。

二开复合钻进参数为钻压80~100 kN,转盘转速为60 r/min,泵压10~12 MPa,排量为30~35 L/s,滑动钻进期间转盘停止转动。

4.3 三开钻进(1506.00~2326.00 m)

2024年3月1日三开开钻,采用 Φ 215.9 mm

PDC钻头+ Φ 172 mm 1.25°带扶弯螺杆+MWD无线随钻测斜仪+ Φ 208 mm钻铤扶正器钻具组合的双驱复合钻进技术,配合地质要求更换取心钻具完成取心作业,2024年3月31日钻至井深2326 m,完钻层位泥盆系写经寺组。

(1)三开开钻后因现场没有 Φ 208 mm扶正器,下入复合钻进钻具组合未在 Φ 172 mm无磁钻铤(MWD仪器)上端增加 Φ 208 mm扶正器,复合钻具组合造斜能力较强,1506.00~1740.95 m井段全面钻进中共实施滑动纠斜钻进3次,纠斜进尺15 m,纠斜用时28 h。钻至1735 m时发现泵压下降1 MPa,遂起钻检查钻具,甩出刺漏钻杆后下钻继续钻进。

(2)钻至井深1740.95 m,气测显示全烃由0.43%上升至3.90%,依据地质录井判断即将进入大隆组开展取心作业,共进行8回次取心作业,于1800 m钻穿大隆组底界,完成大隆组连续取心任务,第4、5回次取心钻遇破碎地层、硅质含量高,岩石硬度高(刀刻无痕),取心钻进钻时高达100 min以上,堵心现象明显,取心进尺分别为3.43 m和2.87 m。下部取心井段更换取心钻头,地层硬度变小,取心钻进情况有所改善,破碎硅质岩心见图3。



图3 大隆组岩心破碎情况

(3)进入栖霞组全面钻进井段,现场下入钻具增加了 Φ 208 mm扶正器,钻具稳斜效果明显,未采用滑动纠斜钻进。进入二叠系中统的孤峰组和茅口组后,地层中的硅质含量增加,硬度提高,不利于PDC钻头切削钻进,钻头磨损严重,以肩部切削齿蹦碎为主^[6],见图4。

(4)完成栖霞组3回次间断取心工作后,复合钻



图4 硅质灰岩段钻头切削齿磨损情况

进至2326 m完钻后维修设备,上提钻杆至二开套管内间隔4~8 h循环钻井液排除后效,期间观测到井口有溢流现象,现场决定采用节流循环,钻井液经液气分离器后在放喷口点火,分别下钻至井深1786 m和2326 m井底,节流循环钻井液,放喷口点火成功,井底处放喷火焰最高达10 m,持续时间18 min,见图5。



图5 放喷点火

三开复合钻进参数为钻压50~60 kN,转盘转速为60 r/min,泵压11~12 MPa,排量为30~35 L/s,滑动钻进期间转盘停止转动。取心钻进参数为钻

压40~60 kN,转盘转速60 r/min,排量33 L/s,泵压8 MPa。

5 施工难点及应对技术措施

5.1 钻具断落及处理

二开钻进至1313.94 m井深时,发现泵压下降1~2 MPa(正常钻进时泵压为12~13 MPa),同时现场泥浆泵缸套出现刺漏,现场判断泥浆泵故障为泵压下降的主要原因,更换缸套修完泥浆泵后发现泵压还是低1~2 MPa,现场错误判断为井底钻压不够,通过增加钻压以增加螺杆压降,从而提高泵压,钻进1 h后,泵压陡降至5 MPa,悬重1000 kN下降到900 kN,判断为钻具断裂,起钻发现 $\varnothing 177.8$ mm钻铤母扣断裂,发生断钻具事故,现场可明显听到一声“咔”的断裂声,工程录井曲线见图6。

5.1.1 原因分析

在第一次发现泵压下降时钻具已经发生刺漏,现场人员错误的判断为泥浆泵故障,在修完泵后泵压未恢复依然未引起重视,并采用加大钻压的方式提高泵压,最终导致钻铤由刺漏引起完全断裂。现场下钻探鱼头,下至原井深1313.94 m继续下放1.5 m遇阻,说明井底鱼头已偏心靠在井壁上,在该井段进行多次探鱼头均已验证,起钻后发现断裂处为2号 $\varnothing 177.8$ mm钻铤母扣处,井底落鱼总长69.69 m,鱼顶位置为井深1244.25 m处。落鱼自下而上的结构为: $\varnothing 311.2$ mm PDC钻头 $\times 0.45$ m+ $\varnothing 203$ mm螺杆(1.25°+ $\varnothing 308$ mm扶正器)+定向接头 $\times 0.68$ m+ $\varnothing 203$ mm无磁钻铤 $\times 1$ 根(带MWD仪器1套)+ $\varnothing 308$ mm螺旋扶正器 $\times 1.1$ m+ $\varnothing 203$ mm钻铤 $\times 3$ 根+631 \times 410接头0.45 m+1号 $\varnothing 177.8$ mm钻铤+2号 $\varnothing 177.8$ mm钻铤(母扣断裂)。

5.1.2 事故处理

由于井底鱼顶在井眼内处于偏心状态,仅采用公锥难以打捞,现场采用 $\varnothing 244.5$ mm套管加工公锥外套筒,以便套住鱼头,打捞钻具组合: $\varnothing 244.5$ mm外套筒+打捞公锥+ $\varnothing 177.8$ mm钻铤 $\times 1$ 根+ $\varnothing 127$ mm加重钻杆 $\times 9$ 根+ $\varnothing 127$ mm钻杆,打捞工具见图7。

打捞钻具下放到鱼顶位置后,尝试开泵未通,公锥内径过小,井底钻井液固相含量高,导致难以循环。缓慢下放探到鱼顶,多次轻压慢转直至钻压减小,确保鱼顶进入 $\varnothing 244.5$ mm套管内,下放钻具

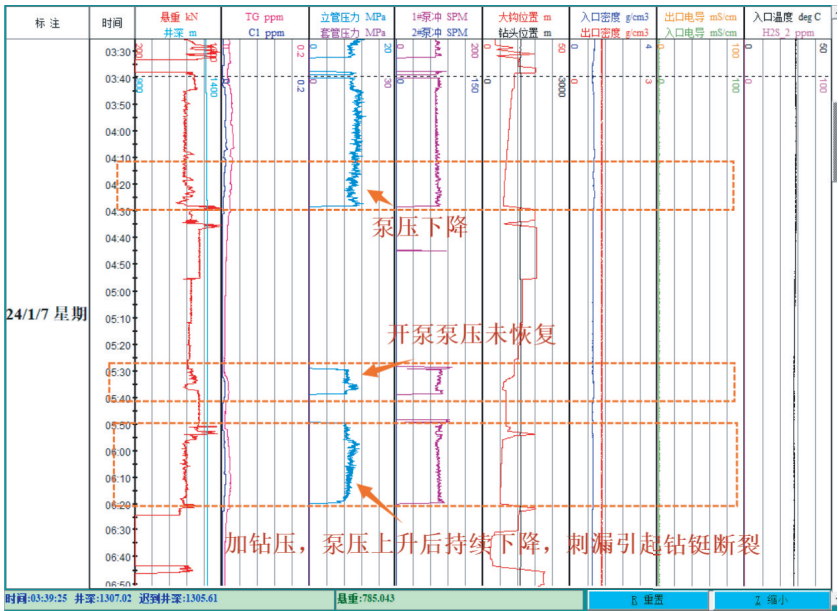


图6 钻具断裂时工程录井曲线



图7 打捞公锥与外套筒



图8 钻铤刺漏断裂截面

轻压慢转,观察井口方钻杆倒转情况,确认公锥进入落鱼内途径,逐渐加压造扣,刹死转盘防止倒车,造扣成功。由于井底沉砂和井眼轨迹原因,落鱼上提阻力大,现场上提至1500 kN以上后悬重逐渐减少,落鱼脱离井底,起钻,落鱼出井,事故解除。

5.1.3 事故分析

钻铤在使用前未及时进行探伤检测,从钻铤断裂面可明显看出钻铤母接头处受泥浆化学腐蚀较为严重引发刺漏(见图8),现场人员判断失误未及时提钻,而是采用加压钻进,造成刺漏处应力集中发生断裂。

5.2 三开硅质灰岩硬地层钻头选型

鄂鹤页3井以PDC钻头为主,总体使用情况较好,三开进入二叠系中统的孤峰组和茅口组后,钻遇硅质灰岩硬地层,硬度很高,可钻性级别Ⅶ级,不

利于PDC钻头切削钻进,对PDC复合片及胎体的磨损加剧,尤其是在钻头肩部受到的扭矩最大,磨损也最严重,切削齿磨损达到1/4以上(参见图4),由于现场钻头储备不足,下入的12号钻头肩部设计为单排切屑齿排列,抗磨损较差,入井后快速磨损,在正常钻进几米后钻时急剧增加,仅钻进19 m便起钻。根据上部钻遇岩层可钻性级别及钻头进尺磨损情况,下部钻头均采用肩部双排切削齿排列的PDC钻头,每只钻头进尺寿命从19 m增加至80~140 m^[7]。

5.3 防斜打直技术

进入二开(107~536 m井段)钻进施工后,使用钻具组合为 $\varnothing 311.2$ mm PDC钻头+ $\varnothing 203$ mm弯螺杆+ $\varnothing 203.2$ mm钻铤 $\times 3$ 根+631 \times 410接头+ $\varnothing 177.8$ mm钻铤 $\times 6$ 根+ $\varnothing 127$ mm加重钻杆 $\times 9$ 根+ $\varnothing 127$ mm钻杆,受地层倾角及钻具组合的影响,井斜增加较为明显,井斜增加率(即全角变化率)为

0.2~0.3°/25 m,不利于井眼轨迹控制,现场分析主要原因是下入使用的钻具组合错误,由于带扶螺杆的影响,依据规范《定向井下部钻具组合设计方法》(SY/T5619—2018),该钻具组合实际为旋转钻进增斜钻具组合,且随着井斜增加增斜能力增加。

纠斜措施:

(1)增加MWD无线随钻测斜仪定向纠斜。1.25°螺杆纠斜效果约为0.7°/7 m(每单根定向7 m)。采用1.25°螺杆第一根定向7 m反方位控速钻进,依据实际降斜效果再确定后面每单根定向段长,通过MWD定向纠斜,在孔深720 m时井斜降到0°,闭合位移约为67.5 m。

(2)增加钻铤扶正器,提高复合钻进时间^[8]。采用MWD无线随钻定向纠斜后,在复合钻进时增斜效果明显,在将井斜降至2°内后大部分井段仍需要进行定向钻进纠斜,复合钻进的比例较小,从而导致钻进效率较低,钻进至井深900 m后在无磁钻铤上端加装Ø308 mm/Ø208 mm钻铤扶正器,螺杆扶正器与钻铤扶正器间跨距约为17 m,调整后的钻具组合旋转钻进的稳斜效果得到明显提高,复合钻进时间增加,钻进效率提高,二开700~1500 m井段加装扶正器后的钻进效果对比详见表5。

表5 700~1500 m井段扶正器稳斜效果对比

井段(全面钻进)/m	是否加装钻铤扶正器	复合钻进进尺/m	定向滑动钻进进尺/m	滑动纠斜次数/次	复合钻进比例/%
700~900	否	145.67	54.33	13	72.8
900~1500	是	585.67	14.33	3	97.6

5.4 钻井液技术

一开钻进过程中出现失返性漏失,采用35%浓度堵漏浆堵漏没有效果,改用水泥砂浆封堵后完成一开钻进^[9]。基本配方:土粉25%+纤维素0.5%+堵漏剂35%+重晶石15%+烧碱0.5%。性能:粘度150 s,密度1.20 g/cm³。

二开采用聚合物防塌钻井液体系,为了防止地层坍塌,增加防塌剂、降失水剂含量,提高粘度、密度确保井下正常钻进,同时加大润滑剂含量保持泥浆的润滑度。基本配方:烧碱0.1%+聚丙烯酰胺钾盐0.5%+包被剂0.3%+树脂5%+褐煤5%+高效润滑剂2%+有机硅聚合物1.5%+超细碳酸钙

5%+黄原胶0.25%+土粉20%+重晶石15%。性能:粘度50~60 s,密度1.10~1.15 g/cm³,滤失量3~4 mL。

三开采用聚磺体钻井液体系,以防井下井壁垮塌,缩径等复杂情况发生,保持一定的粘度密度,提升岩屑携带能力,特别是取心井段,深黑色泥页岩水敏性强,容易失稳坍塌,在钻进过程中要加大抑制剂含量,降低滤失量,按10%~15%的用量陆续加入。基本配方:烧碱0.1%+聚丙烯酰胺钾盐0.2%+包被剂0.2%+树脂3%+褐煤3%+高效润滑剂1%+超细碳酸钙3%+土粉15%+重晶石15%。性能:粘度50~60 s,密度1.10~1.17 g/cm³,滤失量2~3 mL。

6 钻井综合评述

6.1 井身质量

本井完钻井深为2326 m,完钻井径为Ø215.9 mm,完井深度和完钻井径符合设计要求,钻进过程中依据设计进行了录井、测井、井控、固井等作业,完成了设计工作量,采用MWD随钻测斜仪对井斜进行测量,三开井底井斜2.08°,水平位移55.75 m,二开平均井径326.76 mm,井径扩大率5%,三开裸眼段平均井径237.49 mm,平均扩大率10%,全角变化率在0°~1.99°/30 m之间,满足工程设计和地质设计要求。

6.2 取心质量

依据地质设计要求,在目的层大隆组完成连续取心,在栖霞组完成定深间断取心开展作业,共11回次,取心进尺105.66 m,岩心长度103.27 m,岩心采取率97.74%。取心井段、进尺和岩心采取率均满足设计要求。

6.3 固井质量

二开固井上部400 m以浅固井解释为混浆带,由于二开固井时第一次固井已经发生漏失,地层压力较低,推测为第二次固井水泥浆返出井口后,在水泥浆液柱压力作用下再次漏失,导致上部井段形成混浆带。在400 m以后的井段固井质量逐渐变好,下部井段520~1496 m固井解释为胶结好,厚度达到966 m。因此二开整体固井质量合格。

三开固井替浆时井口返出流量减少,井下发生漏失,导致上部260 m为空套管,漏失段应该为三开钻进至1740 m时左右发生的漏失井段,胶结好的井

段近650 m,固井质量合格。

6.4 油气发现

在鄂西鹤峰地区部署钻探的鄂鹤页3井完钻井深2326 m,在二叠系获页岩气和天然气发现并成功点火,在大隆组钻获含气页岩20.5 m,气测全烃0.5%~4%,现场解吸气含量0.92~2.8 m³/t,平均1.73 m³/t;在栖霞组钻遇6个气测异常层段,累计厚度47.6 m,全烃最高达到98%,后效经气液分离成功点火18 min,火焰最高可达10 m。

7 结论及建议

(1)有效支撑了鄂西地区页岩气资源调查工作。鄂鹤页3井二叠系页岩气和天然气的发现,进一步向南拓展了鄂西地区二叠系页岩气勘探范围,并对栖霞组常规天然气勘探具有引领意义。

(2)初步形成了鄂西地区页岩气参数井钻井体系。通过鄂鹤页3井的钻探施工,将工程设计中技术措施落实,并结合实际钻遇的复杂情况及突发事件,制定切实可靠处理方案,如轨迹控制措施和防斜纠斜技术、失返地层堵漏措施、固井漏失处理、井下动力钻具提效钻进措施、复杂钻井液措施等。

(3)硅质灰岩地层钻头选型。在茅口组、孤峰组含硅质灰岩的硬地层全面钻进时,通过将钻头切屑齿从单排排列改为双排排列,单只钻头在进尺从19 m提升到80~140 m,有效提高硬地层钻头抗磨损能力。应在此基础上总结硅质灰岩地层碎岩方式及钻头设计与选型,进一步总结优化,提高钻探效率。

(4)进一步加强现场施工组织。鄂鹤页3井钻井施工整体较为顺利,但是在井下仪器及钻具准备方面应提前准备,鄂鹤页3井施工用于纠斜的时间占比较高,一方面是因为地层造斜能力较强,另一方面是由于现场MWD及 $\varnothing 308$ mm/ $\varnothing 208$ mm钻铤

扶正器准备不及时,导致部分井段井斜难控制或定向滑动钻进时间过长,降低了施工效率。

(5)进一步优化地质工程一体化建设。鄂鹤页3井是中国地质调查局自主组建钻井队伍实施的第一口页岩气参数井,实现了鄂西地区二叠系大隆组页岩气、栖霞组油气调查新发现,拓展了鄂西地区二叠系页岩气勘探新区和新层系,地质工程一体化成果产出效果显著。在新一轮找矿突破行动中,油气地质调查地质目标和工程创新目标往往需要依据钻遇地层的变化进行实时调整,建议在以后的施工中可根据油气显示效果灵活调整完钻井深及取心工作量,在满足安全施工的基础上,可通过调整钻井液密度,采用欠平衡压力钻井模式,有利于油气发现,优化地质工程一体化服务于油气成果产出。

参考文献:

- [1] SY/T 5008—2017,钻井井身质量控制规范[S].
- [2] 樊腊生,刘伟,张统得,等.四川沐川大口径地质调查井(川沐地2井)钻探施工技术[J].钻探工程,2021,48(12):43-53.
- [3] 闫家,刘蓓,曹龙龙,等.下扬子地区页岩气地质调查皖望地3井钻井设计与施工技术[J].钻探工程,2023,50(3):74-82.
- [4] 刘文武,朱文鉴,赵洪波,等.鄂西地区页岩气地质调查鄂建地4井钻井技术[J].钻探工程,2022,49(5):39-47.
- [5] 谭现锋,马哲民,段隆臣,等.复合动力钻进工艺在干热岩钻井中的应用研究[J].钻探工程,2021,48(7):1-8.
- [6] 董振国.湖南保靖区块页岩气参数井钻探实践[J].煤田地质与勘探,2018,46(S1):77-83.
- [7] 吴海霞,蔡家品,沈立娜,等.钻井利器之“金刚石钻头”[J].钻探工程,2023,50(2):155-158.
- [8] 朱迪斯,赵洪波,刘恩然,等.长江下游(安徽)地区页岩气钻井工程难点及对策分析[J].钻探工程,2022,49(5):11-21.
- [9] 李正前,房勇,陈孝红,等.沅麻盆地页岩气地质调查湘桃地1井钻井技术及井下复杂处理[J].钻探工程,2022,49(5):48-56.

(编辑 王文)