

泸州深层页岩气水平段钻井提速关键技术

李奎

(中石化江汉石油工程有限公司钻井一公司,湖北潜江 433100)

摘要:四川盆地泸州区块深层页岩气储层具有地层温度和压力高的特点,致使旋转导向仪器故障率高,四开平均钻井周期长;同时受井眼轨道“低造斜点+高造斜率”设计和长水平段轨迹频繁调整的影响,起下钻和下套管摩阻大。针对上述难题,通过现场试验,形成了降钻井液密度控压钻井、地面降温系统、旋转下套管等关键技术。现场应用表明:钻井液密度从2.20 g/cm³降至1.82 g/cm³,旋转导向仪器故障率从50%下降至30%;四开井段平均机械钻速从8 m/h提高到11.44 m/h,提高了43%;平均钻井周期从55.2 d降低到27.1 d,降幅51%;钻井提速提效显著。本文试验形成的关键技术对泸州深层页岩气水平井钻井工程提速提效具有良好的推广和借鉴意义。

关键词:深层页岩气;控压钻井;旋转导向;地面降温系统;旋转下套管;泸州区块;四川盆地

中图分类号:TE24; P634 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2022)05-0100-06

Key technologies for improving deep shale gas horizontal drilling ROP in Luzhou

LI Kui

(No.1 Drilling Company, Sinopec Jiangnan Petroleum Engineering Company Ltd., Qianjiang Hubei 433100, China)

Abstract: Deep shale gas reservoir in Luzhou Block is featured of high formation temperature and pressure, leading to a high failure rate of 50% for the rotary-steering drilling tools and long average drilling time up to 50 days. Also, due to the wellbore trajectory design of “low kick-off point+high buildup rate” and the frequent adjustment of the long horizontal section trajectory, the frictional resistance during tripping of drilling strings and placement of casing was large. To address the above problems, several key technologies have been developed, including low-density-mud-based managed pressure drilling, the surface cooling system, and rotary casing placement. Field application showed that the density of drilling fluid was reduced from 2.20g/cm³ to 1.82g/cm³, the average ROP of the forth well section was 11.44m/h with an increase of 43%, the average drilling period was 27.1 days with a reduction of 51%, and the drilling speed and efficiency were significantly improved. The key technologies have good promotion and reference significance for improving the speed and efficiency of deep shale gas drilling projects in Luzhou.

Key words: deep shale gas; MPD; rotary-steering drilling; surface cooling system; rotary casing running; Luzhou Block; Sichuan Basin

0 引言

泸州深层页岩气地处四川盆地川南构造,中石油西南油气田2017年开始在该区块进行深层页岩气大规模勘探开发,目的层为龙马溪组一号层①—②号小层。截至2021年底已完成200余口的页岩

气水平井施工^[1-7],该区块四开水平段井眼轨迹采用“低造斜点+高造斜率”的轨道设计,采用螺杆+定向仪器难以满足轨迹控制要求,“造斜段+水平段”主要使用旋转导向工具进行施工,部分井的机械钻速虽得到了较大的提升,但总体提速效果不明显,

收稿日期:2022-05-11;修回日期:2022-08-01 DOI:10.12143/j.ztgc.2022.05.014

作者简介:李奎,男,汉族,1985年生,工程师,石油与天然气工程专业,硕士,从事页岩气钻井现场技术管理工作,湖北省潜江市五七先锋路1号,306205543@qq.com。

引用格式:李奎.泸州深层页岩气水平段钻井提速关键技术[J].钻探工程,2022,49(5):100-105.

LI Kui. Key technologies for improving deep shale gas horizontal drilling ROP in Luzhou [J]. Drilling Engineering, 2022, 49(5): 100-105.

钻井提速工作仍有较大空间。本文通过对泸州深层页岩气大量的钻井工程实践,分析总结了该地区四开“造斜段+水平段”面临的主要钻井工程难点,并通过现场试验,形成了针对性的钻井提速关键技术,以期为该地区的钻井工程实践提供借鉴。

1 泸州深层页岩气井施工情况

泸州区块深层页岩气平均埋深3700~4100 m,水平段长度1500~2200 m,钻遇地层及岩性情况如表1所示。

表1 泸州深层页岩气地层情况(以Y101H37平台为例)
Table 1 Deep shale gas formation lithology in Luzhou (Taking Y101H37 platform for example)

系	组	底深/ m	垂深/ m	厚度/ m	主要岩性描述
三 叠 系	沙溪庙组	750	750	750	粉砂质泥岩、泥岩
	凉高山组	800	800	50	泥质粉砂岩
	自流井组	1050	1050	250	泥岩夹砂岩、灰岩
	须家河组	1600	1600	550	砂岩、页岩及煤
	嘉陵江组	2050	2050	450	灰岩、石膏
	飞仙关组	2500	2500	450	泥质灰岩、泥岩
	长兴组	2560	2560	60	灰岩
二 叠 系	龙潭组	2670	2670	110	碳质页岩、页岩
	茅口组	2870	2870	30	灰褐色、深灰褐色 灰岩,含燧石
	栖霞组	2980	2980	110	灰岩
	梁山组	2990	2990	10	页岩
志 留 系	韩家店组	3100	3100	110	泥岩
	石牛栏组	3600	3600	500	灰质泥岩、泥岩
	龙马溪组	4050	4050	450	粉砂质泥岩、页岩

泸州深层页岩气井一般采用四开井身结构(如图1所示)。一开采用 $\varnothing 660.4$ mm井眼钻至井深50~80 m,下入 $\varnothing 508.0$ mm导管建立井口;二开采用 $\varnothing 406.4$ mm井眼钻至须家河组顶部,下入 $\varnothing 339.7$ mm表层套管;三开采用 $\varnothing 311.2$ mm井眼钻至栖霞组顶部下入 $\varnothing 244.5$ mm+ $\varnothing 250.8$ mm技术套管;四开采用 $\varnothing 215.9$ mm钻头钻至完钻井深,下入 $\varnothing 139.7$ mm产层套管。经过几年的勘探开发及提速,目前该区块平均完钻周期为118.63 d,全井平均机械钻速5.96 m/h。各开次主要提速难题为:二开陆相地层缩径及垮塌,起下钻困难;三开嘉陵江及飞

仙关组轨迹调整及定向困难;四开高温高压、仪器故障率高等^[8-12]。其中前三开的技术难题已基本得到解决,区块提速难点集中在四开,目前该井段平均周期55.2 d,平均机械钻速只有8 m/h,因旋转导向仪器信号问题平均起下钻6.87趟钻。

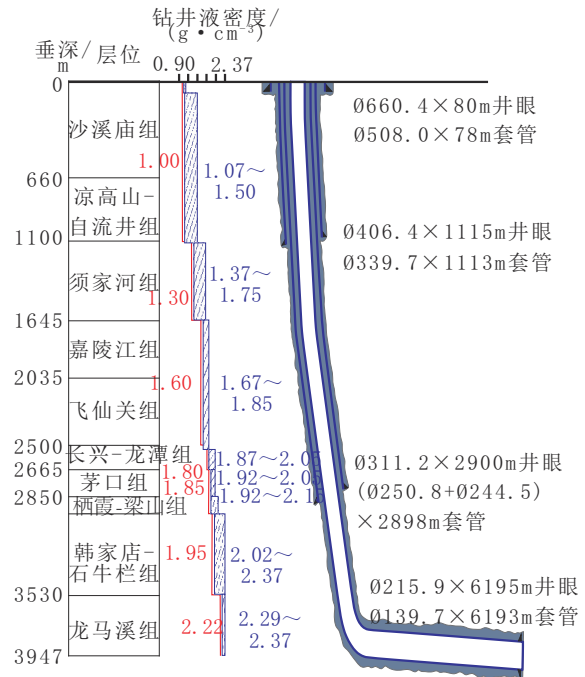


图1 泸州深层页岩气井身结构示意图
Fig.1 Structure diagram of deep shale gas wells in Luzhou

2 四开工程难点

2.1 地层压力系数高

依据该地区钻遇的地层情况和设计井身结构,四开所钻地层为栖霞组、石牛栏组、龙马溪组,其中石牛栏组地层为含裂缝气高压层^[13],该地区内多次发生溢流及高套压情况;龙马溪组目的层气测显示活跃,需要采用设计钻井液密度的中上限进行钻进,一般采用的钻井液密度为2.20~2.37 g/cm³。受高密度钻井液的影响,井底压持效应明显,导致岩屑重复破碎,影响机械钻速;同时岩屑的重复破碎导致油基钻井液固相含量高(如表2所示),对井下仪器产生冲蚀破坏;此外钻井液散热性能差,导致钻井循环系统降温效果差,进一步导致井底高温。

2.2 井底高温,旋转导向仪器故障率高

泸州深层页岩气龙马溪目的层平均埋深3700~4100 m,地温梯度3.5 °C/100 m,旋转导向仪

表2 不同密度油基钻井液的固相含量
Table 2 Solid content of oil-based drilling fluid
at different densities

密度/(g·cm ⁻³)	2.25	2.20	2.15	2.05	1.90	1.85
固相含量/%	46	43	41	38	35	33

器工作温度高达150℃以上。受井下高温的影响,旋转导向仪器平均工作寿命仅80 h,常出现导向头失联、测斜故障及地层伽马异常等异常情况,故障率高达50%(见表3),导致频繁进行起下钻作业,部分井须14趟钻才完成四开水平段施工,四开平均钻井周期高达55.2 d,严重影响了施工进度。

表3 工区部分井旋转导向仪器故障率统计
Table 3 Failure rates of rotary steering systems
for some wells

厂家	使用井次	入井次数	故障次数	故障率/%
航天均和	9	44	27	61
哈里伯顿	3	12	4	33
斯伦贝谢	5	27	11	40
贝克休斯	6	24	15	62
川庆钻探	1	6	4	66

2.3 造斜段高造斜率,水平段频繁调整轨迹,下套管困难

受地层条件的制约,泸州区块页岩气水平井轨迹设计大多采用圆弧曲线剖面设计(如图2所示),采用“低造斜点+高造斜率”;龙马溪组以上地层为直井段,进入龙马溪后开始全力增斜钻进,造斜点至A靶点井段全力增斜钻进^[14-15],造斜率高达(5°~7°)/30 m,同时水平段受地层变化的影响,实钻水平段轨迹频繁调整,导致井眼摩阻大,进入水平段起钻摩阻最大达到700 kN,采用常规方法下产层套管难度大,卡钻及卡套管风险高。

3 提速关键技术及效果

3.1 降低钻井液密度控压钻井

通过总结前期钻井的施工经验,降低钻井液密度需要在满足井控安全的前提下实施,通过对该地区地质和工程条件分析,总结出该地区在四开钻井过程中降低钻井液密度需要具备的3个条件:一是采用2.25~2.30 g/cm³高密度钻井液钻石牛栏组地层过程中无油气显示,初步验证石牛栏组地层无溢

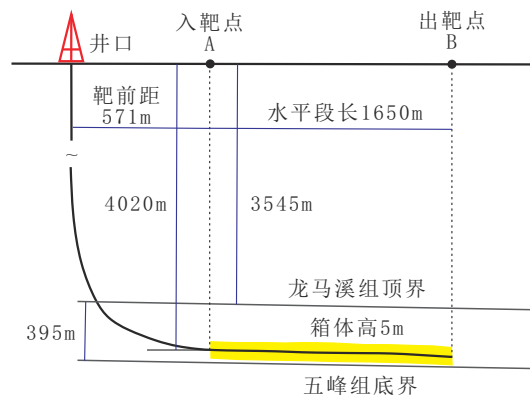


图2 泸州深层页岩气井剖面设计

Fig.2 Profile of the deep shale gas well in Luzhou

流风险;二是根据龙马溪地层地震剖面分析,无钻遇高压裂缝气的风险;三是龙马溪组目的层井壁稳定,无掉块及垮塌现象。具体实施方法如下:首先,在满足前2个条件的前提下,为确保井控安全,在进入龙马溪组30~50 m后将先将钻井液密度从2.25 g/cm³降至2.15 g/cm³;然后着陆A靶点后再下调密度,每个循环周降低0.03 g/cm³,在满足第三个条件且钻具扭矩无异常的情况下,最终降密度至1.85 g/cm³。降密度后可大大减少钻井液对井底的压持效应,避免岩屑重复破碎,以垂深4000 m井为例,钻井液密度从2.25 g/cm³降至1.85 g/cm³,井底压力可降低13 MPa,从而达到提高机械钻速的目的。

同时,降低钻井液密度还需要配套旋转防喷器和地面控压管汇以保障井控安全。如钻遇高压气层或者裂缝气发生气侵或者溢流时,可通过旋转控制头和控压管汇,给井口施加3~5 MPa的回压确保井控安全的前提下,实现控压钻进;如井口回压超过5 MPa仍无法压稳地层,则采取正常的井控程序关井,然后提高钻井液密度实现平衡钻井。

在泸州区块多口水平井试验了降低钻井液密度控压钻井技术,机械钻速获得了明显提升,大幅度降低了钻井周期,整体应用效果较好。从表4的5口井提速效果来看,5口井的平均完钻井深6269 m,平均水平段长2076 m,在钻井液密度平均降低至1.92 g/cm³后,机械钻速11.44 m/h,比未降低钻井液密度提高43%,四开钻井周期27.1 d,同比缩短了51%。同在Y101H37-a井和Y101H65-a井分别创下了Ø215.9 mm井眼单趟钻进尺最长2010 m、周期最短2项区块纪录。

表4 降密度提速效果

Table 4 Effect of density reduction on speed increase

井号	完钻井深/m	水平段长/m	密度/(g·cm ⁻³)	四开周期/d	机械钻速/(m·h ⁻¹)
Y101H37-a	6090	1900	1.85	26.40	10.77
Y101H37-b	6800	2600	1.86	31.50	10.96
Y101H37-c	6256	2006	1.90	32.67	9.83
Y101H65-a	5930	1800	1.80	17.60	14.2
Y101H55-a	5630	1800	2.20	55.20	8
平均	6269	2076	1.92	27.10	11.44

3.2 配套地面降温系统

泸州区块深层页岩气埋藏深且地温梯度大,同时为了提速采用“直螺杆+旋转导向工具”的钻井方式,仪器从造斜段进入水平段后温度逐渐从120℃涨至145℃以上。而目前国内使用的旋转导向仪器大部分耐温性能 ≥ 135 ℃,当仪器温度 >125 ℃之后容易出现信号传输不稳定、伽马数据异常、导向头失联等故障,钻进中途须定时进行循环降温,且仪器失效后导致频繁起下钻,严重影响钻井时效。为降低钻井液循环系统温度,提高旋转导向仪器的稳定性和寿命,配套了钻井液地面降温系统。

该降温系统主要由循环泵、散热器、换热器、温控系统组成(如图3所示),一般处理量为120 m³/h,钻井液密度降低后处理量最大可达到180 m³/h。其工作原理为:循环泵将从井口返出的钻井液抽入热交换器与冷却水接触,钻井液的部分热量被带走,冷却后的钻井液通过管线流至循环罐再进入井筒;冷却水吸收热量后流回散热器进行散热降温,再循环至热交换器进行吸收热量,从而达到降低地面钻井液温度的效果。地面降温系统冷却效果显著,钻井液出口温度在50℃,经过热交换器散热后温度能降至30℃左右,可使仪器温度有效降低,进而降低旋转导向仪器的故障率。

工区内已使用100多口井,通过地面降温系统,钻井液处理量从原来的120 m³/h提高到180 m³/h,对比使用前后,钻井液出口温度从50℃降至45℃,进口温度从37℃降至30℃,有效减缓了旋转导向仪器升温,仪器温度可下降2~3℃,旋转导向仪器故障率从50%下降至30%,平均起下钻次数从使用前的6.87趟降至3.76趟,其中Y101H37-a井仅用2趟钻便完成了水平段钻井施工,Y101H65-a井造斜段至水平段实现了一趟钻的目标。

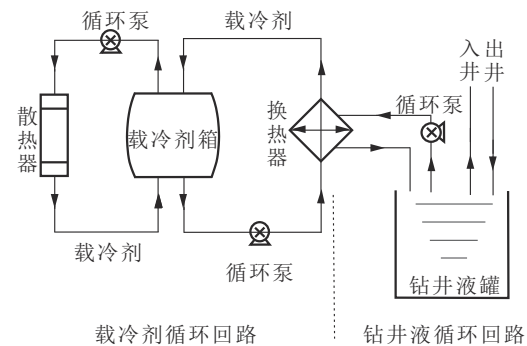


图3 地面降温系统示意

Fig.3 Schematic diagram of the surface cooling system

3.3 旋转下套管工艺

受高造斜率及轨迹频繁调整的影响,该地区水平段钻井具有摩阻大的难点,如图4所示,Y101H37-1井下钻最大摩阻达400~500 kN,起钻摩阻最大可达700 kN,且通井划眼效果甚微,采用常规下套管方法下钻至A点或进入水平段500 m后摩阻可达到500 kN以上,导致套管下放困难,常规采取多次上提下放活动的方法,容易造成卡套管故障或损坏套管质量。

针对下套管困难的问题,通过在顶驱上安装旋转下套管装置,试验了旋转下套管工艺。旋转下套管装置的工作原理是:装置本体上方通过配合接头与钻机顶驱系统连接,装置本体下方配置液压卡瓦,该卡瓦结构尺寸与生产套管尺寸相匹配,当井口套管紧扣后,下放钻机游动系统使套管节箍和本体缓慢进入液压卡瓦,再利用配套液压系统施加10~12 MPa的压力推动液压卡瓦夹紧套管,进而可以利用顶驱转动套管串,从而实现旋转下套管。旋转下套管过程中顶驱转速在30~50 r/min,扭矩控制在25 kN·m以内,套管串可以匀速下放至井底。

在泸州区块长水平井下套管过程中应用旋转下

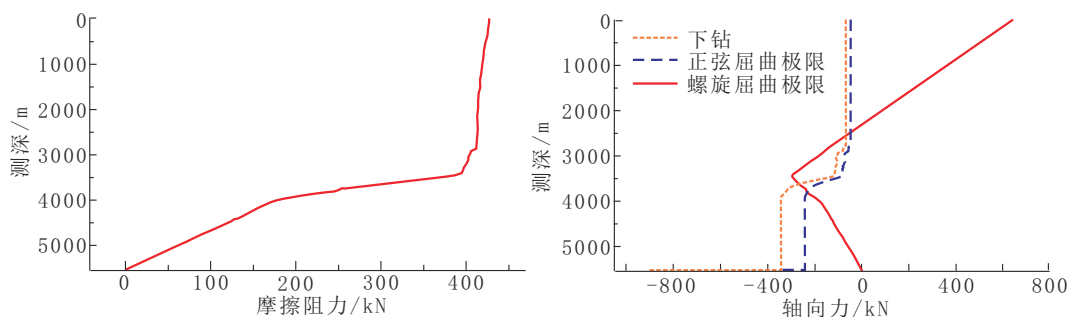


图4 Ø139.7 mm套管下入摩阻及屈曲分析

Fig.4 Friction and buckling analysis while running Ø139.7mm casing

套管技术有效减少了井下卡套管风险。通过采用该工艺技术,使得下套管摩阻从未使用前的400 kN以上下降至160 kN以内,下放时旋转扭矩在26 kN·m以内,使套管顺利下入长水平段,下套管时间从原来

的65 h降至45 h,满足了6800 m井深及2600 m长水平段深层页岩气水平井产层套管安全顺利下入的要求。旋转下套管技术应用效果如表5所示。

表5 旋转下套管技术现场应用效果

Table 5 Field application effect of rotary casing placement technology

井号	井深/m	水平段/m	使用井段/m	旋转扭矩/(kN·m)	下放摩阻/kN	旋转时长/h
Y101H53-a	6390	2200	4736~6390	12~25	100~140	22
Y101H37-b	6800	2600	4400~6800	10~26	100~160	36.5
Y101H37-c	6256	2004	4835~6256	15~20	60~100	16.5
Y101H37-d	6230	2100	6069~6230	15~20	60~100	3
Y101H37-a	6090	1900	5835~6090	15~20	60~100	7
L203H11-a	5506	1566	4877~5504	20	40~80	9
R233H	4900	900	未用		400~600	

3.4 应用效果

通过应用以上3项关键技术,四开井段机械钻速总体从8 m/h提升至11.44 m/h,四开井段平均周期从55.2 d下降至27.1 d,平均完钻周期118.63 d下降至93.92 d,提速提效显著。

4 结论及建议

针对泸州深层页岩气钻井过程中钻井液密度高导致机械钻速低、井底高温导致旋转导向仪器故障率高、长水平段产层套管下放困难等3项难题,形成了降钻井液密度控压钻井、地面降温系统、旋转下套管等关键技术,通过现场试验,有效缩短了钻井周期,能够应用于深层页岩气钻井提速提效。

(1)泸州深层页岩气目的层龙马溪组地层井壁及地层压力较稳定,具备降钻井液密度控压钻井的条件,可将钻井液密度从2.35 g/cm³最低降至1.82

g/cm³,配合控压钻井系统,提速效果显著。

(2)配套地面降温系统,有效降低钻井液出入口温度,从而降低旋转导向仪器的工作温度,可降低仪器故障率,从而减少起下钻次数,缩短四开钻井周期。

(3)针对泸州深层页岩气长水平段摩阻大的问题,应用旋转下套管技术,可大幅降低下产层套管摩阻,同时可避免套管损坏及失效,保障井筒完整性。

(4)建议继续研发更强的地面冷却系统,进一步降低井底钻井液温度,使旋转导向仪器故障率进一步降低。

参考文献(References):

- [1] 李涛,郭清,程兴洁.四川盆地泸203井区钻井“漏喷同存”浅析[J].石化技术,2021,5(4):157-158.
LI Tao, GUO Qing, CHENG Xingjie. Analysis of “lost circulation and overflow coexisting” in well of Sichuan Basin L203

- Block [J]. Petrochemical Industry Technology, 2021, 5 (4) : 157-158.
- [2] 万昕,左星.浅谈漏喷同存复杂地层的技术对策[J].钻采工艺, 2018,41(4):34-36,47.
WANG Xin, ZUO Xing. Technology for loss-kick scenarios[J]. Drilling & Production Technology, 2018,41(4):34-36,47.
- [3] 姜智博,周英操,王倩.实现窄密度窗口安全钻井的控压钻井系统工程[J].天然气工业,2011,31(8):76-79.
JIANG Zhibo, ZHOU Yingcao, WANG Qing. Managed pressure drilling system used in narrow density window drilling scenarios[J]. Natural Gas Industry, 2011,31(8):76-79.
- [4] 郑述全,欧云东,曾明昌.高含硫喷漏同存气井钻井与完井工艺技术研究[J].天然气工业,2006,26(9):65-67.
ZHENG Suquan, OU Yundong, ZENG Mingchang. Study on drilling and completion technology applied to high sulfur content gas wells where well kicks and losses coexist[J]. Natural Gas Industry, 2006,26(9):65-67.
- [5] 刘汝山,曾义金.复杂条件下钻井技术难点及对策[M].北京:中国石化出版社,2001.
LIU Rushang, ZENG Yijin. Technical Difficulties and Solutions for Drilling under Complex Conditions [M]. Beijing: Sinopec Press, 2001.
- [6] 李希文.钻井事故与复杂问题[M].北京:石油工业出版社,2001.
LI Xiwen. Drilling Incidents and Complex Issues [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001.
- [7] 王建龙,于志强.四川盆地泸州区块深层页岩气水平井关键技术[J].石油钻探技术,2021,49(6),17-22.
WANG Jianglong, YU Zhiqiang. Key technology for deep shale gas horizontal well drilling in Luzhou Block in Sichuan Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021,49(6),17-22.
- [8] 张春林,古光平.四川盆地震旦系灯二段水平井优快钻井技术:以高石123井为例[J].天然气勘探与开发,2020,43(2),53-57.
ZHANG Chunlin, GU Guangping. Optimal fast drilling for horizontal interval in simian dengying 2 member formation, Sichuan Basin: An example from Gaoshi 123 well[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2020,43(2),53-57.
- [9] 严俊涛,叶新群,付永强.川南深层页岩气旋转导向钻井技术瓶颈的突破[J].录井工程,2021,32(3),6-10.
YAN Juntao, YE Xinqun, FU Yongqiang. A breakthrough in the technical bottleneck of rotary guided drilling in deep shale gas in Southern Sichuan [J]. Mud Logging Engineering, 2021, 32 (3),6-10.
- [10] 郑述权,谢祥峰,罗良仪,等.四川盆地深层页岩气水平井优快钻井技术[J].天然气工业,2019,39(7),88-92.
ZHENG Shuquan, XIE Xiangfeng, LUO Liangyi, et al. Fast and efficient drilling technologies for shale gas horizontal wells in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39 (7), 88-92.
- [11] 岳砚华,伍贤柱,张庆,等.川渝地区页岩气勘探开发工程技术集成与规模化应用[J].天然气工业,2018,38(2):74-82.
YUE Yanhua, WU Xianzhu, Zhang Qing, et al. Integration and scale application of shale gas exploration and development engineering technologies in Sichuan and Chongqing areas [J]. Natural Gas Industry, 2018,38(2):74-82.
- [12] 余雷,高青春,吴兴国,等.四川盆地页岩气开发钻井技术难点与对策分析[J].钻采工艺,2014,37(2):1-4.
YU Lei, GAO Qingchun, WU Xingguo, et al. Drilling technical difficulties and countermeasures in shale gas development in Sichuan Basin [J]. Drilling & Production Technology, 2014,37 (2):1-4.
- [13] 樊好福,臧艳彬,张金成,等.深层页岩气钻井技术难点与对策[J].钻采工艺,2019,42(3):20-23.
FAN Haofu, ZANG Yanbin, ZHANG Jincheng, et al. Technical difficulties and countermeasures of deep shale gas drilling [J]. Drilling & Production Technology, 2019,42(3):20-23.
- [14] 刘伟,白璟,陈东.川渝页岩气水平井水平段“一趟钻”关键技术与进展[J].钻采工艺,2020,43(1):1-4.
LIU Wei, BAI Jing, CHEN Dong. Critical techniques to ensure only one bit run when drilling horizontal interval drilling through shale at Sichuan and Chongqing area and technical advancements [J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43 (1):1-4.
- [15] 臧艳彬.川东南地区深层页岩气钻井关键技术[J].石油钻探技术,2018,46(3):7-12.
ZANG Yanbin. Key drilling technology for deep shale gas reservoirs in the Southeastern Sichuan region [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018,46(3):7-12.

(编辑 李艺)