

引文: 余朝毅. 四川盆地深层页岩气钻井关键技术新进展及发展展望[J]. 天然气工业, 2024, 44(3): 1-9.

SHE Chaoyi. New progress and development prospect of key technologies for drilling of deep shale gas wells in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(3): 1-9.

四川盆地深层页岩气钻井关键技术新进展及发展展望

余朝毅

中国石油西南油气田公司

摘要: 四川盆地页岩气资源丰富, 目前深层页岩气已成为该盆地天然气增储上产的重点领域, 但随着埋深增加和构造背景变化, 地质工程条件将更加复杂, 钻井过程中将面临井漏风险高、井下工具高温易失效、水平井轨迹控制难度大等技术难题。为此, 在系统分析已完钻井实钻数据的基础上, 依据深层页岩气区块地质工程特征, 系统梳理了影响安全优快钻井的关键技术难点, 形成了以地质工程一体化导向技术、钻井提速技术、防漏治漏与复杂防治技术为主体的深层页岩气安全优快钻井关键技术系列。研究表明: ①以精细地质建模优选地质工程“双甜点”、实时靶体追踪为主的地质工程一体化导向技术, 实现了地质目标的精准优选和精确追踪; ②以“高效 PDC 钻头选型+个性化优化+大扭矩螺杆”高效破岩技术、“MSE+CCS”参数实时优化技术、油基钻井液地面降温+高温旋转导向技术为主的钻井提速技术, 实现了页岩气钻井提速提效; ③以井壁稳定性评价、裂缝性漏层识别、井漏与复杂防治为主的复杂防治技术, 从源头降低了井下漏失和卡钻风险。结论认为: ①形成的深层页岩气安全优快钻井技术, 显著提高了机械钻速和铂金靶体钻遇率, 在现场规模化推广应用 200 余口井, 单井平均钻井周期降低 42.7%, 钻井提速效果显著, 有力支撑了深层页岩气效益规模开发; ②深层页岩气钻井将聚焦“地质工程一体化、水平段一趟钻、防漏治漏及智能钻井决策”等方面的技术攻关。

关键词: 深层页岩气; 下志留统龙马溪组; 地质工程一体化; 钻井提速; 高温旋转导向; 钻井周期

中图分类号: TE242

文献标识码: A

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2024.03.001

New progress and development prospect of key technologies for drilling of deep shale gas wells in the Sichuan Basin

SHE Chaoyi

(Petrochina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China)

Natural Gas Industry, Vol.44, No.3, p.1-9, 3/25/2024. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The Sichuan Basin is rich in shale gas resources, and at present, deep shale gas has become an important field for the increase of natural gas reserves and production in this basin. With the increasing of burial depth and the changing of structural setting, however, the geological and engineering conditions will get more complicated to bring several technical difficulties in the drilling process, such as high risk of lost circulation, failure of downhole tools at high temperature, and difficult control of horizontal well trajectory. After systematically analyzing the actual drilling data of drilled wells, this paper systematically summarizes the key technical difficulties impeding the safe, optimized and fast drilling on the basis of the geological and engineering characteristics in deep shale gas blocks. Based on this, a series of key technologies for the safe, optimized and fast drilling of deep shale gas well are formed, which mainly include geology-engineering integration guided technology, ROP improvement technology, and leakage and complex accident prevention and control technology. And the following research results are obtained. First, the geology-engineering integration guided technologies dominated by the fine geological modeling for selection of geological and engineering "dual sweet spot" and the real-time target tracking realize the accurate selection and tracking of geological targets. Second, the ROP improvement technologies dominated by the efficient rock breaking technology of "type selection of efficient PDC bit + personalized optimization + large-torque screw", the real-time optimization technology of "MSE + CCS" parameters, and the cooling of oil based drilling fluid on the ground + high-temperature rotary steering technology realize the ROP improvement in shale gas drilling. Third, the complex accident prevention and control technologies dominated by the wellbore stability evaluation, the fractured thief zone identification, and the leakage and complex accident prevention and control reduce the risks of downhole leakage and pipe sticking from the very beginning. In conclusion, the application of these technologies for the safe, optimized and fast drilling of deep shale gas well significantly improves the ROP and the platinum target drilling rate. These technologies have been popularized and applied on site in more than 200 wells. As a result, the single-well average drilling period is shortened by 42.7% and the ROP is improved significantly, which provides a powerful support for the large-scale effective development of deep shale gas. What's more, the technological researches on the drilling of deep shale gas well will focus on geology-engineering integration, one trip in one horizontal section, leakage prevention and control, and intelligent drilling decision making.

Keywords: Deep shale gas; Lower Silurian Longmaxi Formation; Geology-engineering integration; ROP improvement; High-temperature rotary steering; Drilling period

基金项目: 中国石油天然气集团有限公司科技项目“页岩气规模增储上产与勘探开发技术研究”(编号: 2023ZZ21)。

作者简介: 余朝毅, 1971 年生, 正高级工程师; 现任中国石油西南油气田公司副总经理, 长期从事常规和非常规油气开发研究及技术管理工作。地址: (610051) 四川省成都市成华区府青路一段 1 号。ORCID: 0009-0002-7891-5051。E-mail: shecy@petrochina.com.cn

0 引言

中国页岩气资源丰富,可开采资源量位居全球第二,页岩气已经成为我国天然气领域增储上产的主力资源^[1-4]。四川盆地是我国页岩气主要勘探开发区域,先后经历了评层选区(2006—2009年)、先导试验(2009—2014年)、示范建设(2014—2016年)和规模开采(2017年至今)4个阶段,目前储层埋深3 500 m以浅页岩气已实现规模化和商业化开发^[5]。根据中国石油页岩气发展规划,“十四五”期间,储层埋深3 500~4 500 m的深层页岩气产量占比将由2%提高至47%,深层页岩气已成为当前勘探开发的重点。与已实现商业开发的中深层页岩气相比,深层页岩气地质工程条件更加复杂^[6-10],纵向上压力系统多,井控安全风险高,目的层志留系龙马溪组埋藏更深(普遍大于3 800 m)、井底循环温度更高(普遍大于140℃)、目标靶体薄且微幅构造发育(铂金靶体厚度小于3 m)、地层压力系数大(普遍大于2.0),钻井过程中将面临同一裸眼段溢漏同存、水平井轨迹控制难度大、高温条件下旋转导向仪器故障率高、长水平段在高密度钻井液条件下快速钻进困难的技术难题,借鉴中深层页岩气钻井技术难以有效解决。美国Haynesville页岩储层具有高温(145~188℃)、高压(54~98 MPa、压力系数1.6~2.0)特点,其通过小井眼井身结构、钻井参数强化、个性化PDC钻头设计、目的层控压钻井等技术实现了钻井提速降本,垂深3 500~4 000 m的水平井平均钻井周期仅20天,而我国由于地面地下条件的差异,还需要攻关适用于国内深层页岩气效益开发的配套钻井技术。为此,在系统分析完钻井实钻数据的基础上,依据区块地质工程特征,通过持续的技术攻关和现场试验,在地质工程一体化导向技术、钻井提速技术、防漏治漏与复杂防治技术等方面持续取得突破,形成了深层页岩气安全优快钻井技术,现场规模化推广应用200余口井,单井平均钻井周期降低42.7%,钻井提速效果显著,有力支撑了深层页岩气效益规模开发。

1 钻井技术难点

1.1 同一裸眼段“溢漏同存”,漏失和井下复杂严重

志留系与上覆梁山组、茅口组与上覆龙潭组、嘉陵江组与上覆须家河组均呈不整合接触,其余地层层序正常,自上而下依次为侏罗系沙溪庙组、凉

高山组、自流井组,三叠系须家河组、雷口坡组、嘉陵江组、飞仙关组,二叠系长兴组、龙潭组、茅口组、栖霞组和梁山组,志留系中统韩家店组、下统石牛栏组和龙马溪组,奥陶系五峰组和宝塔组地层^[11]。以上地层大部分为产气层,同一裸眼段多个压力系统并存,压力系统复杂,上部长兴组气层活跃,下部茅口组和栖霞组天然裂缝发育,易发生失返性井漏,漏溢转换迅速,存在“漏转溢”“溢转喷”风险。近几年实钻数据显示,除导管之外各开次均钻遇产气层,特别是三开和四开井段,存在多个易漏层和产气层同井段的情况,钻井作业过程中易出现漏溢转换。

1.2 目标靶体薄且微幅构造发育,水平井轨迹控制难度大

深层页岩气目的层志留系龙马溪组埋深在3 600~5 000 m,具有目标靶体薄(其中龙一₁小层1.5 m)、地层褶皱断裂发育等地质特点。同时,为保障深层页岩气勘探开发效果,提升单井产量和EUR,水平段设计较长(主要分布在1 800~2 200 m),水平井完钻井深较深,在复杂地质条件下有效实现轨迹精准控制,确保轨迹平滑的前提下提高长水平段后期箱体钻遇率面临较大技术挑战。早期实施的多口水平井,因地层产状变化大、微幅构造发育以及轨迹调整不及时等,平均箱体钻遇率仅58.8%。

1.3 水平段钻进过程中循环温度高,旋转导向仪器易失效

深层页岩气水平井实钻井底循环温度普遍在140~150℃,平均完钻井底循环温度为146℃,最高井底循环温度达到167℃,远远高于长宁、威远中深层页岩气区块(图1)。旋转导向仪器长时间在高温条件下工作导致的电子元器件损伤问题突出。实钻显示,当井底循环温度超过140℃时,使用的多

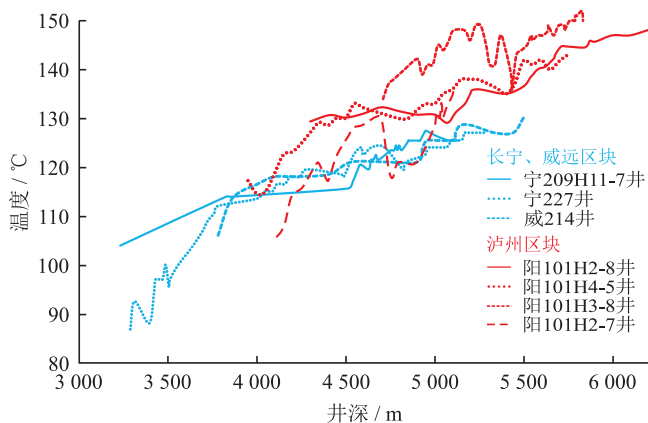


图1 四川盆地不同页岩气区块水平井钻进井底循环温度对比图

家旋转导向仪器普遍出现信号传输不稳定、频繁失效等问题，导致旋转导向仪器井下稳定作业时间大幅下降，严重影响钻井时效。早期实施的多口水平井，因旋转导向仪器失效起下钻趟次井均达5趟，大幅增加了单井钻井周期。

1.4 高密度钻井液条件下钻井技术参数受限，水平段优快钻进困难

深层页岩气目的层志留系龙马溪组地层压力系数大，水平井钻井过程中油基钻井液密度高（ $2.0 \sim 2.3 \text{ g/cm}^3$ ）^[12-13]，高密度钻井液给深层页岩气水平井钻进过程造成了诸多不利影响：首先，过高的钻井液密度对岩屑产生压持效应，不利于破岩，导致机械钻速低；其次，会造成循环泵压高，施工排量受限，增大因井眼清洁度不够导致的井下作业风险；再次，高密度钻井液固相含量高，流变性能差，高ECD（当量循环密度）容易导致井漏复杂；最后，钻进循环过程中，高固相钻井液摩擦生热现象明显，水平段后半段井底循环温度普遍超过 140°C ，导致旋转导向仪器故障率高，严重影响钻井效率。

2 钻井关键技术新进展

2.1 地质工程一体化导向技术

在地质条件复杂、微幅构造发育、井深超过5000 m的水平井段追踪仅3 m厚的“铂金靶体”难度极大。为提高深层页岩气井单井改造效果，优选了“铂金靶体”的精准靶体目标，形成了以精细地质建模优选地质工程“双甜点”、实时靶体追踪钻井为主的地质工程一体化导向技术，实现地质目标的精准优选和精确追踪。

2.1.1 精细地质建模优选地质工程“双甜点”

以泸州深层页岩气为例，龙一₁¹小层厚度约1.5 m，龙一₁²小层厚度约5 m，且2个小层间TOC、孔隙度、含气量、脆性矿物等静态参数差异小，通过对比不同单位段长的产气贡献占比，确定龙一₁¹小层和龙一₁²小层下部约3 m的“铂金箱体”为地质甜点。通过大数据统计已完钻井“铂金箱体”内快钻时井段，在实施并着陆阶段，保持钻井参数不变，在“铂金箱体”各个位置穿行时进一步明确快钻时层位，结合伽马形态、元素特征，确定“铂金箱体”内的工程甜点。“铂金箱体”内，工程甜点呈现以下特点：顶底界伽马均小幅上涨，靶体内伽马相对低值；镁元素在靶体内由上至下，逐渐达到峰值；铝硅交汇面积稳定、

钾钙交汇面积小幅上升。结合钻时情况，最终确定“双甜点靶体”为龙一₁²小层下部1.5 m内。

2.1.2 实时靶体追踪钻井技术

基于井震结合的三维高分辨率地震数据解释和属性分析，建立各井精细三维构造和属性模型，同时基于实时工程地质数据对模型进行校正。基于地层真厚度（TST）域的旋回对比，进行小层精细划分和对比，识别地层的倾角，建立地质导向的地质模型，再结合邻井和区域小层伽马响应特征，建立地层伽马能谱正演模型^[14-16]，对小层进行精确标定。

在精细地质建模的基础上，实时确定钻头位置，追踪地质靶体。井底钻头位置预测主要通过地层岩性、含气性及测井响应特征等进行识别预测，从而正确判断钻头在目的层中的位置。优质页岩储层具有自然伽马和电阻率高的测井响应特征，钻时、含气性相对稳定，可追踪性好。实钻过程中可根据井轨迹和构造背景的穿插关系，以及储层特征参数变化与正演地质模型的匹配关系确定钻头位置。除了采用随钻地质测井技术外，深层页岩气还应用了X射线荧光（XRF）元素录井技术，在构造复杂或者储层参数趋势不明显的层段可以辅助地质导向作业。基于以上地质工程一体化思路，形成地质、工程、导向、物探、元素“五位一体”导向模式，实现复杂地质条件下轨迹精准控制，实现“铂金靶体”钻遇率在90%以上，同时最大程度确保井眼轨迹光滑。

2.2 钻井提速技术

深层页岩气储层埋藏深、地层压力系数高、井底循环温度高，同时上部地层层序多，钻井速度慢。对此，研究形成了以“高效PDC钻头选型+个性化优化+大扭矩螺杆”的高效破岩技术、“MSE+CCS”参数实时优化技术、油基钻井液地面降温+高温旋转导向技术、降密度控压钻井技术为主的钻井提速技术，实现了直井段高研磨地层钻井提速、水平段钻井提效。

2.2.1 基于“高效PDC钻头选型+个性化优化+大扭矩螺杆”的高效破岩技术

利用岩心实验数据、测井资料建立了全井段岩石可钻性剖面，明确了各地层的钻井难点（图2）。自流井组中下部至须家河组顶多夹层，大尺寸钻头机械钻速慢且易崩齿；须家河组砂岩研磨性高，钻头抗研磨性能是提速的关键；雷口坡组—长兴组，可钻性相对较好，需要通过优化钻头攻击性、强化钻井参数实现提速；龙潭组下部凝灰质砂岩冲击性强，钻头

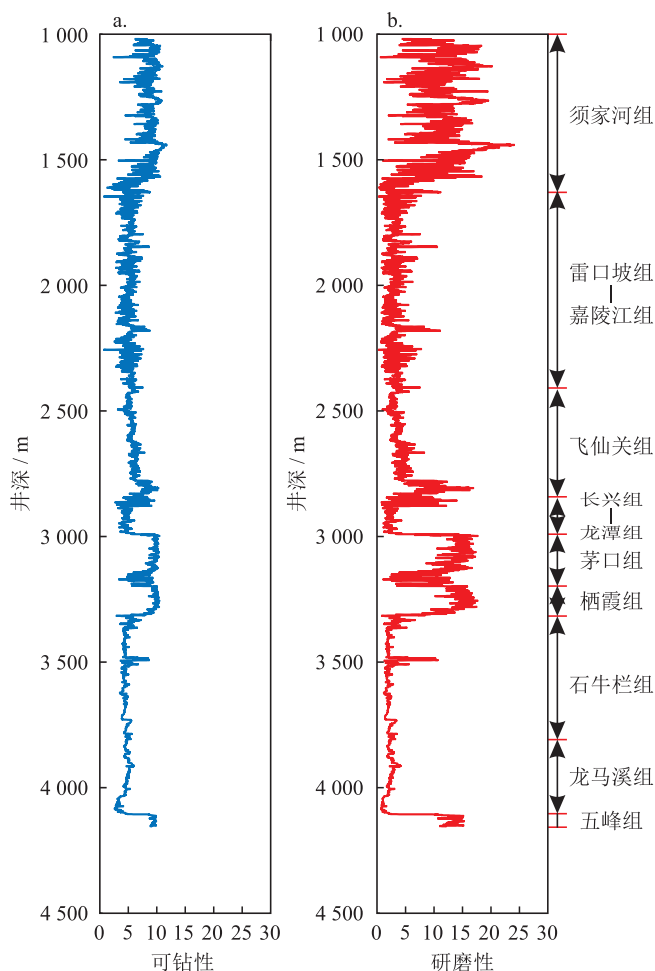


图2 某井全井段可钻性剖面图

易崩齿磨损;茅口组局部地层含燧石,冲击破坏性强、钻头易崩齿,同时伴有井漏、垮塌风险;石牛栏组、龙马溪组多夹层,定向、水平井段钻进易发生侧切和粘滑,钻头易崩齿磨损。综合考虑钻头破岩能力、钻头寿命、岩屑通过能力,提出包括刀翼数、齿排数、轮廓线、内锥角、后倾角、出刃量、刀翼高度等设计参数作为设计优化的基础,建立了冠部曲线、3D 切削齿布齿、保径结构和水力结构优化设计方案,形成了各深层页岩气区块的个性化钻头模板。龙马溪组储层钻进配套输出转速为 125 r/min 的中速螺杆,增大单位时间内钻头切削量,上部地层优选大扭矩螺杆,输出功率提高 1.7 ~ 3.1 倍,进尺和机械钻速大幅提升。

2.2.2 基于“MSE+CCS”的参数实时优化技术

为合理优选钻头及提速工具,提高全井段机械钻速,实时获取全井段的可钻性剖面,基于滑动窗口算法和机械比能理论,建立井下水力机械比能计算模型(MSE)。

$$DH_{MSE} = \frac{WOB_{bit}}{A_b} + \frac{120\pi(N + K_n Q)T_{bit} + 3600\eta\Delta p_b Q}{A_b ROP} \quad (1)$$

其中 $T_{bit} = \frac{T_{max}(\text{motor})}{\Delta p_{max}(\text{motor})} \Delta p$

$$WOB_{bit} = \frac{WOB_{max}(\text{motor})}{\Delta p_{max}(\text{motor})} \Delta p$$

式中 DH_{MSE} 表示井下水力机械比能, kPa; WOB_{bit} 表示钻头处的钻压, kN; A_b 表示钻头面积, m^2 ; N 表示钻头转速, r/min; K_n 表示螺杆转速和流量比例系数; Q 表示流速, m^3/s ; T_{bit} 表示钻头处扭矩, $kN \cdot m$; η 表示能量减少的虚因子; Δp_b 表示钻头压降, kPa; ROP 表示机械钻速, m/h; $T_{max}(\text{motor})$ 表示螺杆最大扭矩, $kN \cdot m$; $\Delta p_{max}(\text{motor})$ 表示螺杆最大压差, kPa; $WOB_{max}(\text{motor})$ 表示螺杆最大钻压, kN。

基于井下水力机械比能计算模型,通过拟合岩石强度和声波关系,建立了随钻声波、密度预测模型,形成了随钻钻井岩石强度计算方法,为岩石力学参数计算提供支撑。优选地应力计算模型,形成了随钻垂直应力、最大水平主应力、最小水平主应力、地层三压力和地层可钻性计算方法,为钻井优化提供支撑。

实钻过程中基于录井数据评估机械比能与岩石抗压强度(CCS)的关系,确定钻井作业效率,在保证井眼清洁的基础上进行了参数实时优化,提出了钻压、转速、排量的个性化最优参数方案,有效提高了机械钻速,缩短了钻井周期。

2.2.3 油基钻井液地面降温+高温旋转导向技术

针对井底循环温度高,旋转导向仪器频繁失效问题,通过油基钻井液热物理参数测试,建立了井筒传热模型,明确井底循环温度影响规律。

钻井过程中井筒内流体至地层的传热过程主要是对流和热传导两种方式,在传热热阻中同时引入对流换热系数和导热热阻来计算传热量^[17-18]。

2.2.3.1 钻柱内钻井液传热模型

$$Q_{fi} - \rho_1 q_1 c_1 \frac{\partial T_p}{\partial z} - 2\pi r_{fi} h_{fi} (T_p - T_d) = \rho_1 c_1 \pi r_{fi}^2 \frac{\partial T_p}{\partial t} \quad (2)$$

式中 Q_{fi} 表示钻柱内摩擦产生的热量, W/m; ρ_1 表示钻柱内钻井液密度, kg/m^3 ; q_1 表示钻井液的体积流量, m^3/s ; c_1 表示钻柱内钻井液比热容, $J/(kg \cdot K)$; T_p 、 T_d 分别表示钻柱内钻井液和钻柱壁温度, $^{\circ}C$; z 表示钻井实际长度, m; r_{fi} 表示钻柱内半径, m; h_{fi} 表示钻柱内壁面的对流换热系数, $W/(m^2 \cdot K)$; t 表示时间, s。

2.2.3.2 钻杆壁传热模型

$$\lambda_d \frac{\partial^2 T_d}{\partial z^2} + 2r_{i0} h_{i0} (T_a - T_d) + 2r_{li} h_{li} (T_p - T_d) = \rho_d c_d (r_{i0}^2 - r_{li}^2) \frac{\partial T_d}{\partial t} \quad (3)$$

式中 λ_d 表示钻柱材料的导热系数, $W/(m \cdot K)$; r_{i0} 表示钻柱的外半径, m ; h_{i0} 表示钻柱外壁面的对流换热系数, $W/(m^2 \cdot K)$; T_a 、 T_d 分别表示环空内钻井液、钻柱壁温度, $^{\circ}C$; ρ_d 表示钻柱密度, kg/m^3 ; c_d 表示钻杆比热容, $J/(kg \cdot K)$; t 表示循环时间, s 。

2.2.3.3 环空内钻井液传热模型

$$\rho_l q_l c_l \frac{\partial T_a}{\partial z} + 2\pi r_w h_w (T_h - T_a) + 2\pi r_{i0} h_{i0} (T_d - T_a) + Q_{f0} = \rho_l c_l \pi (r_{2i}^2 - r_{i0}^2) \frac{\partial T_a}{\partial t} \quad (4)$$

式中 r_w 表示井眼半径, m ; h_w 表示井壁对流换热系数, $W/(m^2 \cdot K)$; r_{2i} 表示环空内半径, m ; T_h 表示井壁温度, $^{\circ}C$; Q_{f0} 表示环空内摩阻产生的热量, W/m 。

2.2.3.4 地层传热模型

$$\frac{\partial^2 T_e}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_e}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_e}{\partial z^2} = \frac{\rho_e c_e}{\lambda_e} \frac{\partial T_e}{\partial t} \quad (5)$$

式中 T_e 表示地层温度, $^{\circ}C$; r 表示径向距离, m ; ρ_e 表示地层岩石密度, kg/m^3 ; c_e 表示地层岩石比热容, $J/(kg \cdot K)$; λ_e 表示地层导热系数, $W/(m \cdot K)$ 。

井筒传热模型的使用边界条件如下: ①钻柱及环空内钻井液温度、地层中各单元的初始温度都为地层温度; ②钻井液入口温度可通过实际测量获取, 为已知条件; ③在井底处, 钻柱内流体和环空内流体的温度大致相等。

模拟结果与实际测试数据拟合良好 (图3), 相对误差在 3% 以内, 证明计算模型准确性较高, 可以反映钻井过程中温度场的变化规律。

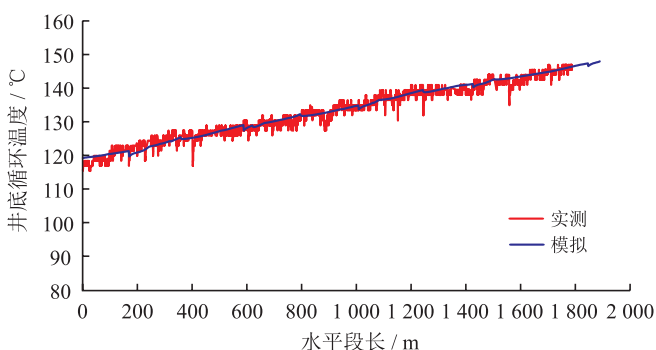


图3 某井井底循环温度模拟与测试数据对比图

基于井筒传热模型开展数值模拟, 相同条件下, 降低循环入口钻井液温度, 井底循环温度有下降趋

势, 以某井垂深 3 800 m、水平段长 2 000 m 为例, 油基钻井液入口温度由 70 $^{\circ}C$ 降低至 30 $^{\circ}C$, 循环出口温度由 68 $^{\circ}C$ 降至 43 $^{\circ}C$, 井底循环温度由 143 $^{\circ}C$ 降至 137 $^{\circ}C$ (图4)。

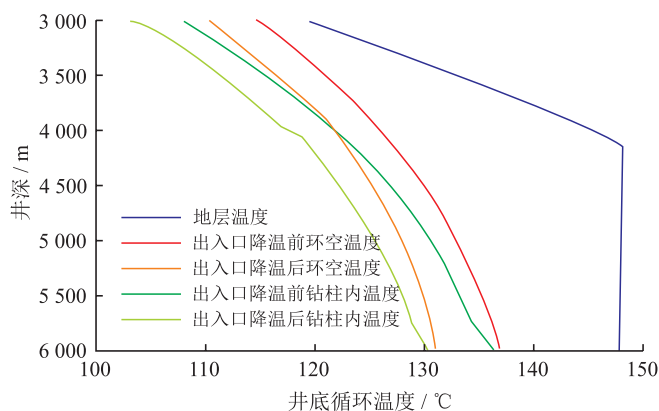


图4 某井钻井液温度模拟曲线图

在以上认识的基础上, 开展了油基钻井液地面降温设备研发。基于冷却效果、设备结构复杂程度、投资及操作难度, 选择采用开式钻井液冷却系统、双板式换热器并利用循环水作为冷却介质进行设计。油基钻井液氯根平均腐蚀速率为 $1.888 \times 10^{-3} mm/a$, 优选耐腐蚀性更好的 316L 不锈钢, 同时采用丁腈橡胶作为换热器密封垫片。其作业流程为钻井液从储罐中由钻井液泵输送进入两台并联的热交换器中的一台, 循环冷却水从现有水池用循环水泵输送进板式热交换器, 在板式热交换器中与钻井液进行热交换, 钻井液被冷却, 循环水被加热。通过控制循环冷却水的水量来达到控制钻井液出热交换器的温度, 从而使钻井液降温到所期望的温度。出换热器的冷却水返回到凉水塔中强制降温后循环使用。现场应用结果表明, 该技术可降低油基钻井液地面温度 30 $^{\circ}C$ 以上, 可降低井下温度 6 ~ 10 $^{\circ}C$, 完钻井底循环温度一般控制在 140 $^{\circ}C$ 以下, 旋转导向仪器工作稳定性大幅提升^[19-21]。四开平均起下钻趟次降低至 7 趟以内, 因高温导致起下钻占比由 44.0% 降低至 7.7%, 四开钻井周期缩短 15% 以上。

结合深层页岩气水平井钻井难点及高温旋转导向工具实际需求, 联合攻关 Autoservo 国产高温旋转导向工具。采用基于共烧陶瓷工艺的厚膜电路技术, 提高井下电源电路集成化程度, 减小电路尺寸, 耐温等级达到 165 $^{\circ}C$ 。针对井下强振动、强电磁干扰造成活套和本体非接触通讯的不可靠问题, 采用基于频移键控的全数字锁相解码技术, 实现活套和本体的可靠高效通讯。通过实时采集镶嵌在活套内的

磁力计以及重力加速度计的数据, 结合陀螺仪转速信号, 建立针对重力工具面、磁力工具面以及陀螺仪转速算法模型, 通过矢量合力闭环拟合验证算法, 实现了输出力以矢量合成的形式通过推靠块作用于井壁, 精准控制钻头的目标。高温旋转导向工具顺利通过 165 °C 高温实验室测试及井下实钻井底循环温度 147 °C 现场测试。该工具已经在深层页岩气井推广使用, 现场应用表明, 国产高温旋转导向仪器可靠性和稳定性满足要求, 具备规模推广的条件。

2.2.4 降密度控压钻井技术

油基钻井液自身内摩擦产生的热量是主要的热源之一, 通过降低钻井液密度, 泥浆中重晶石含量降低, 钻井液内部固相颗粒之间以及和钻柱井壁之间的摩擦生热也会大大降低。基于钻井复杂、声波测井、岩石力学实验和现场测试数据, 建立了典型井三压力剖面。以泸州区块为例, 龙马溪组地层坍塌压力介于 1.60 ~ 1.70 g/cm³, 孔隙压力介于 1.95 ~ 2.05 g/cm³, 破裂压力介于 2.40 ~ 2.50 g/cm³。模拟了不同地层压力系数、不同井底压差时的基质吸附气解吸速率, 基质吸附气解吸速率整体保持在较低水平, 对钻进过程中全烃值的影响可忽略不计。同时建立了综合考虑液面监测、出口钻井液密度、全烃值持续时间及峰值高低的高全烃处理技术方案, 降低降密度控压钻井过程中的高全烃风险。配合简易或精细控压装置控制井底压力实现钻井液密度降低, 形成了深层页岩气储层降密度控压钻井技术, 目前在深层页岩气已规模实施 170 余口井, 较未实施井钻井周期缩短 45% 以上。

2.3 防漏治漏与复杂防治技术

深层页岩气直井段上覆地层裂缝和断溶体发育, 且压力系统复杂, 按设计井眼轨迹钻进易发生钻遇大尺度裂缝造成的井漏复杂; 水平段页岩脆性矿物含量高, 断裂系统和微幅构造发育, 发生井漏、井壁失稳的风险大。为此形成了井壁稳定性评价技术、裂缝性漏层识别与井漏防治技术, 助力降低钻井复杂, 提高处理效率, 缩短钻井周期。

2.3.1 井壁稳定性评价技术

对于裂缝性岩石而言, 使用油基钻井液过程中提高钻井液密度并不能维持井壁稳定, 反而可能导致井下状况恶化。基于岩石孔隙弹性介质模型, 考虑骨架变形和孔隙中流体体积变化两个因素的耦合机制, 建立了考虑温度、裂缝摩擦系数等因素裂缝性页岩井壁失稳评价模型。

为分析某一钻井液密度下井周围岩的破坏状态, 引入坍塌压力指数 (W)。坍塌压力指数是根据摩尔库仑准则得出的, 当 $W > 0$ 时, 井周岩石处于非剪切破坏状态, 反之, 当 $W < 0$ 时, 井周岩石处于剪切破坏状态。

$$W = -(\sigma_1 - \alpha p_p) + (\sigma_3 - \alpha p_p) \text{ctg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi}{2} \right) + 2C \text{ctg} \left(45^\circ - \frac{\varphi}{2} \right) \quad (6)$$

其中

$$\sigma_1 = \frac{\sigma_r + \sigma_\theta}{2} + \sqrt{\left(\frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{2} \right)^2 + \sigma_{r\theta}^2}$$

$$\sigma_2 = \frac{\sigma_r + \sigma_\theta}{2} - \sqrt{\left(\frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{2} \right)^2 + \sigma_{r\theta}^2}$$

式中 W 表示坍塌压力指数, 无量纲; σ_1 、 σ_2 、 σ_3 分别表示最大、中间和最小主应力, MPa; σ_r 、 σ_θ 、 $\sigma_{r\theta}$ 分别表示径向、切向和剪应力, MPa; p_p 表示孔隙压力, MPa; φ 表示弱面内摩擦角, (°); C 为弱面黏聚力, MPa; α 表示比奥系数, 无量纲。

以川南页岩气某井为例, 计算不同摩擦系数下含裂缝页岩坍塌压力, 得到井径扩大率与钻井液密度的关系, 通过计算得到页岩坍塌压力窗口为 1.76 ~ 1.91 g/cm³ (图 5)。同时计算不同渗透率下含裂缝页岩坍塌压力窗口为 1.78 ~ 1.86 g/cm³ (图 6), 当页岩渗透率为 0.8 mD, 摩擦系数为 0.3 时, 页岩坍塌压力窗口为 1.78 ~ 1.86 g/cm³。裂缝性页岩井壁失稳评价模型的应用, 有效指导钻井液密度控制在合理范围, 确保钻井过程井壁稳定, 降低了卡钻发生概率, 提高了钻井时效。

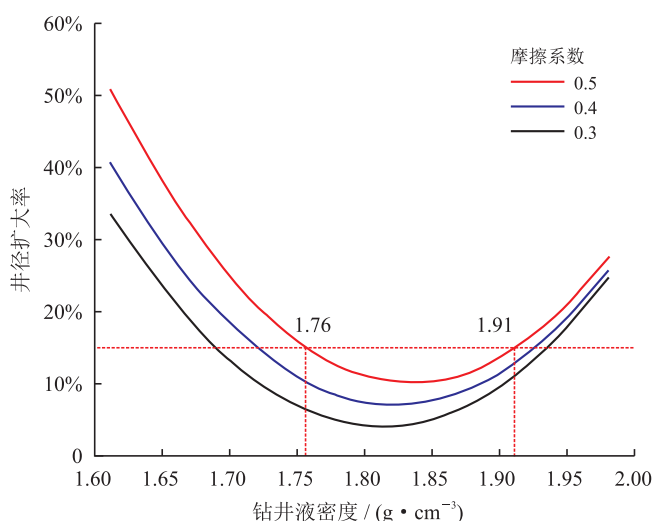


图 5 某井不同摩擦系数时的裂缝性页岩坍塌压力曲线图

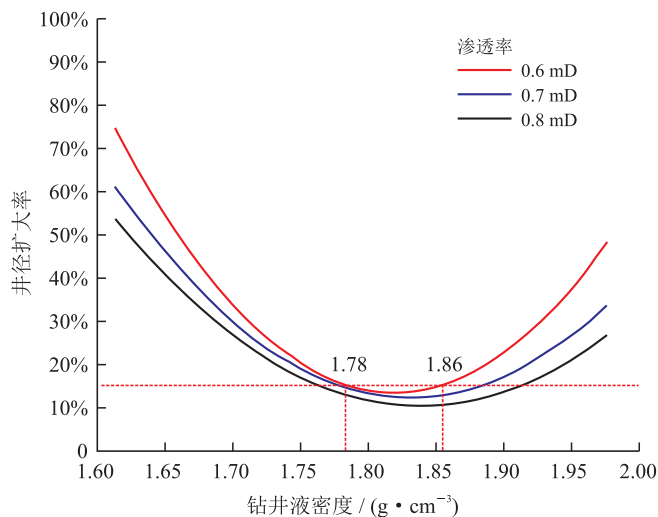


图6 某井不同渗透率时的裂缝性页岩坍塌压力曲线图

同时,构建了页岩油基钻井液水化抑制效果评价方法,研制了微纳米封堵剂,创建了一套适合于多级裂缝性页岩地层的强封堵强抑制防塌油基钻井液体系。考虑钻井液吸附、细碎岩屑、干湿重转换,实现返出岩屑的连续计量,开发岩屑返出量监测装置,配合实时数据处理与分析系统,实现岩屑返出体积的定量评价,为井眼清洁措施提供指导,避免发生起下钻困难和卡钻等问题。

2.3.2 裂缝性漏层识别与井漏防治技术

利用地震数据,综合采用天然裂缝预测方法,定量描述断层、裂缝空间展布特征,精细刻画过井眼轨迹断层规模和裂缝尺度,提前预判漏点及井漏规模,优化井眼轨迹避让。明确了堵漏材料粒度级配与加量对裂缝封堵深度及堵漏效果的影响规律,形成了区块堵漏技术方案,根据漏失速度的不同选择不同的堵漏方式:若漏失速度小于 $5 \text{ m}^3/\text{h}$,采用随钻堵漏方式,全井用浓度为 $1\% \sim 3\%$ 堵漏浆,小于20目细颗粒进行堵漏施工;若漏失速度为 $5 \sim 30 \text{ m}^3/\text{h}$,采用原钻具桥堵,堵漏浆浓度范围 $15\% \sim 40\%$,采用粗颗粒(4~10目)、中颗粒(12~20目)、细颗粒(小于20目)比例为1:3:2,纤维状、片状、颗粒状比例为2:3:5的颗粒级配进行堵漏施工;若漏失速度大于 $30 \text{ m}^3/\text{h}$ 甚至失返,则进行光钻杆桥堵,适当增大粗颗粒粒度至 $10 \sim 30 \text{ mm}$,提高粗颗粒级配比例至3:2:2,若施工1~2次无效,则进行水泥堵漏。针对四开井段,发生井漏时采用降密度控压钻井,若降密度后仍然发生井漏,根据漏失速度采取堵漏作业:若漏失速度小于等于 $3 \text{ m}^3/\text{h}$,采用聚合物凝胶微球、超细钙等颗粒类、粉状沥青类、

树脂类、石墨类等材料进行随钻堵漏;若漏失速度大于 $3 \text{ m}^3/\text{h}$,采用堵漏浆浓度范围 $15\% \sim 40\%$,粗颗粒、中颗粒、细颗粒占比2:2:3,纤维状、弹性材料、颗粒状占比1:2:5的颗粒级配进行桥接承压堵漏施工;若承压堵漏施工2次无效时,采用水泥堵漏。此外,还形成了低密度水泥浆平衡压力堵漏、高钢级膨胀管裸眼封堵堵漏、井身结构动态调整等堵漏技术,实现了井漏的高效治理。

3 发展方向展望

随着勘探开发主力区块向储层埋深更深、温度更高、压力系数更大的区域转移,页岩气超长水平段水平井钻井进一步实践仍面临钻井复杂风险高、井眼轨迹控制难度大等难题,需要降低钻井成本、缩短钻井周期,实现深层页岩气规模效益开发。

3.1 强化页岩气勘探开发地质工程一体化

坚持“地质为工程出谋划策、工程为地质目标服务”理念,做实地质工程一体化产能建设组织模式。一体化设计方面,建立地质工程联审机制,全力打造地质、工程设计升级版,地质设计实现井震结合,充分识别过井轨迹地震异常体、低压区、高压区;工程设计采用一井一策,针对地质提示易漏层、采空区、异常高压区等钻井难点专题设计专题研究,优化钻井方案。一体化处置方面,建立包含物探、定向、钻井、固井等专业团队,构建限时快速决策机制,明确井下复杂地质工程一体化处置流程。一体化导向方面,物探、导向、定向工程师协同办公,明确微幅构造、断层发育特征,针对性制订导向方案,寻求地质、工程“双甜点”。一体化迭代方面,钻后根据实钻情况,及时评估迭代处理地震资料、总结复杂处置措施,指导同平台后续井工程实施。

3.2 大力发展水平段“一趟钻”钻井技术

加速造斜—水平段“一趟钻”关键材料、工具、装备性能提升与国产化技术攻关。形成包括地层精细刻画与井眼轨迹优化、钻头和旋导工具优选、钻井参数强化、井下振动监测、降密度欠平衡钻井等技术的可复制的“一趟钻”钻井技术模板,实现区块整体钻井提速。开展集建模、轨道测控、综合评价为一体的智能旋转地质导向与决策系统研发,攻关页岩储层长水平段水基钻井液,恒流变高比热容相变控温钻井液,耐磨性、高抗冲击性、自适应PDC钻头,低压耗、长寿命、高稳定性水力振荡器,长

寿命高耐温的等壁厚螺杆定子橡胶,助力提高造斜—水平段“一趟钻”比例。

3.3 持续攻关防漏治漏技术

坚持“以防为主,防治结合”的思路,开展重点层位地层压力、全井段缝洞体研究。基于上覆地层地震资料精细解释,利用相干体、曲率体、蚂蚁体、似然体等方法对断层和裂缝进行识别,总结井漏复杂与地震属性响应规律,预测井漏可能发生位置,形成井眼轨迹、井身结构优化方案,避免“遭遇战”。

3.4 建设页岩气智能钻井决策控制系统

推进数字化转型、智能化发展专项攻关。研制钻井智能决策与优化控制系统、智能钻机与智能化井下工具等为代表的智能软件、装备、工具等,为增储上产、降本增效提供新动能。

4 结论和建议

1) 深层页岩气钻井工程面临诸多技术难点,主要包括同一裸眼段“溢漏同存”,漏失和井下复杂严重;目标靶体储层薄且微幅构造发育,水平井轨迹控制难度大;水平段钻进过程中井底循环温度高,旋转导向仪器易失效;高密度钻井液条件下钻井技术参数受限,严重制约钻井效率。

2) 通过持续的技术攻关和现场试验,在地质工程一体化导向技术、钻井提速技术、防漏治漏与复杂防治技术等方面取得关键技术突破,形成了深层页岩气安全优快钻井技术。

3) 现场规模化应用结果表明,深层页岩气安全优快钻井技术能够大幅度缩短钻井周期,显著提高机械钻速和铂金靶体钻遇率,为深层页岩气提速提效提供了技术支撑。但目前控投降本形势依然严峻,仍然需要加大技术攻关力度,需要持续通过技术进步推动深层页岩气效益开发。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,赵群,王红岩,等.中国海相页岩气主要特征及勘探开发主体理论与技术[J].天然气工业,2022,42(8):1-13.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, WANG Hongyan, et al. The main characteristics of marine shale gas and the theory & technology of exploration and development in China[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 1-13.
- [2] 张素荣,董大忠,廖群山,等.四川盆地南部深层海相页岩气地质特征及资源前景[J].天然气工业,2021,41(9):35-45.
ZHANG Surong, DONG Dazhong, LIAO Qunshan, et al. Geological characteristics and resource prospect of deep marine shale gas in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(9): 35-45.
- [3] 杨洪志,赵圣贤,刘勇,等.泸州区块深层页岩气富集高产主控因素[J].天然气工业,2019,39(11):55-63.
YANG Hongzhi, ZHAO Shengxian, LIU Yong, et al. Main controlling factors of enrichment and high-yield of deep shale gas in the Luzhou Block, southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(11): 55-63.
- [4] MA Xinhua, WANG Hongyan, ZHOU Shangwen, et al. Deep shale gas in China: Geological characteristics and development strategies[J]. Energy Reports, 2021, 7: 1903-1914.
- [5] 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.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1-14.
- [6] 何晓,李武广,党录瑞,等.深层页岩气开发关键技术难点与攻关方向[J].天然气工业,2021,41(1):118-124.
HE Xiao, LI Wuguang, DANG Lurui, et al. Key technological challenges and research directions of deep shale gas development[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 118-124.
- [7] 李传武,兰凯,杜小松,等.川南页岩气水平井钻井技术难点与对策[J].石油钻探技术,2020,48(3):16-21.
LI Chuanwu, LAN Kai, DU Xiaosong, et al. Difficulties and countermeasures in horizontal well drilling for shale gas in southern Sichuan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(3): 16-21.
- [8] 郑述权,谢祥锋,罗良仪,等.四川盆地深层页岩气水平井优快钻井技术——以泸203井为例[J].天然气工业,2019,39(7):88-93.
ZHENG Shuquan, XIE Xiangfeng, LUO Liangyi, et al. Fast and efficient drilling technologies for deep shale gas horizontal wells in the Sichuan Basin: A case study of Well Lu 203[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(7): 88-93.
- [9] 王建龙,于志强,苑卓,等.四川盆地泸州区块深层页岩气水平井钻井关键技术[J].石油钻探技术,2021,49(6):17-22.
WANG Jianlong, YU Zhiqiang, YUAN Zhuo, et al. Key technologies for deep shale gas horizontal well drilling in Luzhou Block of Sichuan Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(6): 17-22.
- [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.
YUAN Guangjie, FU Li, WANG Yuan, et al. The up-to-date

- drilling and completion technologies for economic and effective development of unconventional oil & gas and suggestions for further improvements[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(1): 1-12.
- [11] 马新华, 谢军, 雍锐, 等. 四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素 [J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(5): 841-855.
- MA Xinhua, XIE Jun, YONG Rui, et al. Geological characteristics and high production control factors of shale gas reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(5): 841-855.
- [12] 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.
- [13] 范宇, 王佳珺, 刘厚彬, 等. 泸州区块全井段地层力学性能及井壁稳定性 [J]. *科学技术与工程*, 2020, 20(16): 6433-6439.
- FAN Yu, WANG Jiajun, LIU Houbin, et al. Formation mechanical properties and wellbore stability of the whole well section in Luzhou Block[J]. *Science Technology and Engineering*, 2020, 20(16): 6433-6439.
- [14] 吴奇, 梁兴, 鲜成钢, 等. 地质—工程一体化高效开发中国南方海相页岩气 [J]. *中国石油勘探*, 2015, 20(4): 1-23.
- WU Qi, LIANG Xing, XIAN Chenggang, et al. Geoscience-to-production integration ensures effective and efficient South China marine shale gas development[J]. *China Petroleum Exploration*, 2015, 20(4): 1-23.
- [15] 杨恒林, 乔磊, 田中兰. 页岩气储层工程地质力学一体化技术进展与探讨 [J]. *石油钻探技术*, 2017, 45(2): 25-31.
- YANG Henglin, QIAO Lei, TIAN Zhonglan. Advances in shale gas reservoir engineering and geomechanics integration technology and relevant discussions[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2017, 45(2): 25-31.
- [16] 李增科, 冯爱国, 任元. 页岩气水平井地质导向标志层确定方法及应用 [J]. *科学技术与工程*, 2015, 15(14): 148-151.
- LI Zengke, FENG Aiguo, REN Yuan. Shale gas horizontal well geosteering mark layer calculation method and application[J]. *Science Technology and Engineering*, 2015, 15(14): 148-151.
- [17] 罗增, 曹权, 沈欣宇, 等. 钻井过程循环温度敏感性因素分析与应用 [J]. *非常规油气*, 2021, 8(5): 93-99.
- LUO Zeng, CAO Quan, SHEN Xinyu, et al. Analysis and application of circulating temperature sensitivity factors in drilling process[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2021, 8(5): 93-99.
- [18] 付建红, 苏昱, 姜伟, 等. 深层页岩气水平井井筒瞬态温度场研究与应用 [J]. *西南石油大学学报 (自然科学版)*, 2019, 41(6): 165-173.
- FU Jianhong, SU Yu, JIANG Wei, et al. Research and application of wellbore transient temperature in deep shale gas horizontal wells[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2019, 41(6): 165-173.
- [19] 陈颖杰, 刘阳, 徐婧源, 等. 页岩气地质工程一体化导向钻井技术 [J]. *石油钻探技术*, 2015, 43(5): 56-62.
- CHEN Yingjie, LIU Yang, XU Jingyuan, et al. Integrated steering drilling technology for geology engineering of shale gas[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2015, 43(5): 56-62.
- [20] 李亚伟, 王斌斌, 董怀荣, 等. 钻井液地面冷却系统方案设计及关键参数计算 [J]. *中外能源*, 2020, 25(增刊1): 117-122.
- LI Yawei, WANG Binbin, DONG Huairong, et al. Design and key parameter calculation of surface drilling fluid cooling system[J]. *Sino-Global Energy*, 2020, 25(S1): 117-122.
- [21] 贾利春, 李枝林, 张继川, 等. 川南海相深层页岩气水平井钻井关键技术与实践 [J]. *石油钻采工艺*, 2022, 44(2): 145-152.
- JIA Lichun, LI Zhilin, ZHANG Jichuan, et al. Key technology and practice of horizontal drilling for marine deep shale gas in southern Sichuan Basin[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2022, 44(2): 145-152.

(修改回稿日期 2024-03-12 编辑 王 斌)



本文互动