

中国石化重点探区钻井完井技术新进展与发展建议

丁士东, 赵向阳

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘要:近年来,中国石化在顺北、川渝和鄂尔多斯等重点探区,通过技术攻关与现场实践,初步形成了顺北 8 000~9 000 m 特深层钻井完井关键技术、川渝页岩气钻井完井关键技术、四川海相碳酸盐岩油气钻井关键技术和华北鄂尔多斯盆地致密气低成本钻井完井关键技术,支撑其在特深层油气、海相碳酸盐岩油气和非常规油气资源方面获得了勘探开发突破。随着勘探开发不断深入,重点探区还面临钻井周期较长、机械钻速偏低、井下故障较多、压裂提产效果不理想等一系列技术难点和挑战,需要坚持需求导向,强化关键技术攻关,推广应用成熟技术,大力实施提质、提速、提效、提产的“四提”创新创效工程,为中国石化重点探区的油气高效勘探和效益开发提供技术保障。

关键词:重点探区;超深井;页岩气;碳酸盐岩;致密油气;钻井完井;技术进展;发展建议;中国石化

中图分类号: TE921⁺.1 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2020)04-0011-10

New Progress and Development Suggestions for Drilling and Completion Technologies in Sinopec Key Exploration Areas

DING Shidong, ZHAO Xiangyang

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: In recent years, Sinopec has progressed through a series of technical improvements by means of technical research and field practices around key exploration areas, such as the Shunbei, Sichuan-Chongqing, and Ordos areas, etc. It has preliminarily formed key technologies for drilling and completion of ultra-deep wells of 8,000–9,000 m in Shunbei, key technologies for drilling and completion of shale gas wells in Sichuan and Chongqing, key technologies for marine carbonate rocks drilling in Sichuan, and key technologies for low cost drilling and completion of tight gas wells in Ordos Basin, North China. These endeavors support Sinopec's exploration and development breakthroughs in ultra-deep oil and gas, marine carbonate oil and gas, and unconventional oil and gas resources. As exploration and development continues in increasingly deeper operations, a series of new technical problems and challenges in the key exploration areas emerges. They include the long drilling cycle, the low ROP, frequent downhole failures, and a suboptimal fracturing effect. Therefore, it is necessary to adhere to the required orientation, promote the application of mature technologies, strengthen the key technology research and vigorously implement the “quality, speed, efficiency and production improvement-focused” innovation and efficiency project, so as to provide technical supports for efficient exploration and benefit development in Sinopec key exploration areas.

Key words: key exploration areas; ultra-deep well; shale gas; carbonate rock; tight oil & gas; well drilling and completion; technical progresses; development suggestion; Sinopec

近年来,中国石化坚持高质量勘探和效益开发,提出了“稳油增气降本”的油气发展战略,大力实施提质、提速、提效、提产的“四提”创新创效工程,将勘探开发重点集中在塔里木盆地顺北特深层油气、川渝页岩气、四川海相碳酸盐岩油气和鄂尔多斯盆地致密气等深层油气及非常规油气资源。由于油气勘探开发对象日益复杂,钻井完井面临油藏埋深超深、高温高压、地层压力体系复杂、含有腐蚀性气体等诸多技术挑战^[1-5],易发生井漏、井喷、井塌和卡钻等井下故障,导致机械钻速低、钻井周期长、复杂时效高,影响了油气资源的高效勘探开

发。为此,中国石化针对重点探区油气勘探开发关键技术难点,通过技术攻关和现场实践,形成了顺北

收稿日期:2020-05-06。

作者简介:丁士东(1967—),男,江苏金湖人,1990年毕业于石油大学(华东)钻井工程专业,2003年获石油大学(北京)油气井工程专业硕士学位,2007年获中国石油大学(北京)油气井工程专业博士学位,教授级高级工程师,入选国家百千万人才工程,国家有突出贡献中青年专家,主要从事石油工程技术和科技管理工作。系本刊编委。E-mail: dingsd.sripe@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“低渗透油气藏高效开发钻井完井技术”(编号:2016ZX05021)、“海相碳酸盐岩超深油气井关键工程技术”(编号:2017ZX05005-005)和中国石化科技攻关项目“特深层油气勘探开发工程关键技术与装备”(编号:P17049)联合资助。

8 000~9 000 m 特深层钻井完井关键技术、川渝页岩气钻井完井关键技术、四川海相碳酸盐岩油气钻井关键技术和华北鄂尔多斯盆地致密气低成本钻井完井关键技术,顺利完成了顺北鹰1井、顺北蓬1井、川深1井、枫1井等高难度重点探井^[6-11],并取得了一系列油气勘探突破:东页深1HF井实现4 200 m 深层页岩气重大突破,顺北53X井实现顺北三区块油气勘探新突破,新富11井实现富县区块古生界天然气勘探重要突破。

1 重点探区钻井完井技术新进展

1.1 顺北特深层钻井完井关键技术

顺北油气田主要分布在新疆沙雅和阿克苏境内,位于顺托果勒隆起构造带,分为4个区块,面积19 979 km²,发育13条主干断裂带^[12-13]。其储层主要为奥陶系一间房组和鹰山组,埋深7 400~8 800 m,地层温度155~200 ℃,地层压力86~170 MPa,储集体为溶洞、裂缝和裂缝-孔洞,具有油藏埋藏超深、高温高压、含酸性气体等特点,钻井过程中存在二叠系火成岩地层易井漏、志留系泥岩地层易垮塌、古生界深部地层可钻性差等技术难点。为此,研制了超深井钻井提速工具和抗高温MWD,开发了抗高温钻井液体系、水泥浆体系和交联酸体系,形成了顺北8 000~9 000 m 特深层钻井完井关键技术,主要包括安全高效钻井技术、破碎性地层防漏堵漏技术、窄间隙固井技术、酸压改造技术等。截至目前,顺北油气田共完钻54口井(探井13口,开发井41口),正钻井10口(探井8口,开发井2口),其中33口井进行了储层改造。2019年,顺北超深井平均钻井周期155.4 d,较2018年缩短了32%;单井平均复杂时效4.5 d,较2018年降低了82%。

1.1.1 超深井安全高效钻井关键技术

为降低超深井钻井过程中的钻井液漏失量并提高机械钻速,在建立地层压力剖面、研究井漏与井眼失稳机理的基础上,优化了井身结构,研制了系列钻井提速工具,研发了微流量早期监测系统及防漏堵漏浆,形成了超深井安全高效钻井关键技术,并取得了较好的应用效果。

1)井身结构优化。综合考虑地质特征、钻机装备能力、钻井风险等多种因素,建立了地层三压力剖面,并应用防塌堵漏技术强化井壁,将二叠系和志留系的承压能力分别提高了0.10和0.15 kg/L,有效拓宽了钻井安全密度窗口。优化了顺北超深井的

井身结构,形成了3套适用于开发井的四开井身结构方案,2套适用于勘探井的五开井身结构方案,在顺北1-11井、顺北1-13井、顺北1-14井和顺北11井等进行了应用,满足了不同时期特深层油气勘探开发和超深井钻井提速提效的要求。

2)综合钻井提速技术。针对特深层钻井机械钻速低的问题,提出了PDC钻头平稳与增能协同破岩提速方法,研制了抗220 ℃的 $\phi 120.7$ mm恒扭器、隔振器和抗175 ℃的井下工程动态参数检测系统,有效提高了钻进中钻头的稳定性和破岩效率;研制了抗245 ℃混合钻头、尖圆齿PDC钻头、抗204 ℃等壁厚大功率螺杆钻具等抗高温提速工具,形成了“尖圆齿PDC钻头+大扭矩螺杆钻具+强化钻井参数”的综合钻井提速技术,在顺北1号断裂带4口井进行了应用,提速提效显著,平均机械钻速6.72 m/h,与2018年相比提高了25%;在顺北5号断裂带北部3口井进行了应用,平均机械钻速7.20 m/h,与2018年相比提高了35%。

3)安全钻井技术。针对特深缝洞型储层溢漏同存且早期发现困难等钻井技术难点,研发了微流量早期监测系统,在溢流量达80 L时即可发现并预警,实现了特深缝洞型储层溢漏早期发现;开发了抗高温随钻封缝堵气体系,抗温>200 ℃,承压>7 MPa,3口井的试验结果表明,气窜速度可降低90%,解决了裂缝性储层易气侵的问题;研发了抗高温气滞塞体系^[14],抗温达230 ℃,8口井的现场应用结果表明,气窜速度能降低75%,解决了起下钻作业中环空气体上窜速度过快的问题。

1.1.2 特深应力敏感性破碎地层防漏堵漏技术

顺北油气田二叠系火山岩微裂缝发育,连通性好,纵向分布以溶蚀孔洞为主,对井筒压力比较敏感,钻井液密度稍高就易发生裂缝扩展性漏失。志留系泥岩地层裂缝发育,漏失压力和裂缝启动压力低,钻井过程中漏失严重。受挤压构造影响,奥陶系地层破碎、胶结程度差、地层应力集中,钻井过程中井壁坍塌掉块严重,遇阻、卡钻等井下故障频发^[15]。针对顺北二叠系火成岩地层漏失难题,开发了高效随钻防漏及防复漏专堵体系,可封堵2.0 mm宽的裂缝,加入强滞留筛网材料后,可封堵3.0~5.0 mm宽的裂缝,承压大于7 MPa。形成了“随钻封堵、打封闭浆、循环加压堵漏”的系列防漏堵漏工艺,并在顺北一区二叠系推广应用,大幅提高了防漏堵漏效率,漏失概率25.0%,单井平均漏失量39.5 m³,而2018年未应用防漏堵漏工艺,漏失概率66.7%,单井

平均漏失量 327.0 m³。

针对顺北油气田志留系长裸眼多点随机漏失、地层出水及负安全密度窗口的技术难点,开发了纳米封堵剂和止裂剂,并配制了高强致密承压堵漏体系,配方为 5%~10% 高强颗粒+1%~3% 纤维+1%~5% 弹性材料+2%~4% 纳米封堵剂+1%~3% 止裂剂,抗温 160 ℃,可封堵 1.0~5.0 mm 宽的裂缝,承压能力较常规堵漏体系提高 4~6 MPa。形成了“低密度钻进+随钻封堵+分段承压”的防漏堵漏工艺,4 口井的现场试验表明,平均漏失量降低 50%,平均堵漏时间缩短 70%,防漏堵漏效果显著。

1.1.3 超深井高温高压窄间隙固井技术

顺北油气田超深井尾管固井施工面临环空间隙小(约 11.1 mm)、注替泵压高、顶替效率低、井下温度高(约 155~200 ℃)和高压盐水层发育等一系列技术难点,固井质量难以保证^[16]。为此,研发了增强型高温防窜水泥浆体系,研制了无限极循环平衡式尾管悬挂器,并进行了固井流变学设计及压稳防窜工艺优化,形成了顺北超深井高温高压窄间隙固井技术。

针对特深层高温高压、窄间隙条件下,水泥石强度易衰退、高压地层易窜等技术难点,集有机乳液与无机液硅复合防窜、协同增韧于一体,研发了增强型高温防窜水泥浆体系,室内性能试验结果为:SPN 值<1, 200 ℃ 下水泥石强度无衰退,弹性模量小于 6 GPa;在 8 MPa 水侵压力下,60 MPa 交变压力 10 轮次后水泥石无水窜;在 1.5 MPa 气侵压力下,40 MPa 交变压力 10 轮次后水泥石无气窜。该水泥浆体系在顺北超深井 $\phi 168.3$ mm 尾管固井中应用了 5 井次,固井质量优良率 80%,水泥环密封良好,未出现油气水侵现象。

为了解决尾管下入困难和下不到位的问题,研制了无限极循环平衡式尾管悬挂器,采用了基于压力平衡原理的镜像液缸,可产生双向作用力,确保在中途大排量、高泵压循环时不会提前坐挂。该悬挂器在顺北油气田 8 口井进行了应用,最大应用井深 7 678 m,尾管最长达 2 644 m,最高温度 158 ℃,实现了中途分段循环,降低了尾管到位后的开泵压力、循环压力及深井长尾管固井的漏失风险。

1.1.4 特深层碳酸盐岩酸压技术

顺北油气田碳酸盐岩储层具有超深($\geq 7 500$ m)、高温(≥ 160 ℃)和高破裂压力(0.019 MPa/m)等特点^[17],酸压改造时存在沿程摩阻大、酸岩反应速度快、酸蚀裂缝短、导流能力递减快等问题。为此,研

发了新型抗高温交联酸体系,抗温 160~180 ℃,返排破胶彻底,无残渣,整体成本约降低 20%;同时,研究应用了双重缓蚀技术,形成了特深层碳酸盐岩长缝高导流酸压技术,设计采用 $\phi 114.3$ mm 油管 and 140 MPa 井口,“远端深部刻蚀+中段复杂酸蚀缝网+近井高导流”的酸压方案及大排量(>10 m³/min)、大体积的注酸方式,以建立高导流渗流通道。该技术在顺北油气田应用了 8 井次,排量达 12~14 m³/min,提高了 80%~100%,最大酸压井深 8 124 m,创世界最深纪录。酸压监测结果显示,酸蚀缝长增大 20%,裂缝导流能力提高 35%。

1.2 川渝页岩气钻井完井关键技术

国内页岩气勘探开发主要集中在四川盆地,累计探明储量超过 1.79×10^{12} m³。其中,中国石化探明储量 $7 254.14 \times 10^8$ m³。截至目前,涪陵页岩气田已完钻 503 口井,2019 年产量达到 66.3×10^8 m³;威荣页岩气田已完钻 46 口井,正处于一期产能建设中;重庆南川区块已完钻 68 口井,2019 年产量 8.1×10^8 m³。深层页岩气主要集中在威荣页岩气田,目的层为龙马溪组底部优质页岩,具有储层埋藏深(3 550~3 880 m)、优质储层薄、地层温度高(126~139 ℃)、地层压力梯度高(2.02 MPa/100m)、井壁不稳定等特征,钻井提速提效面临诸多挑战^[18]。为此,中国石化开展了深层页岩气山地“井工厂”及长水平段水平井、水基钻井液、泡沫固井、近钻头地层成像探测及强化体积改造等技术攻关,形成了川渝页岩气钻井完井关键技术,并在 70 口深层页岩气井进行了应用,平均井深 5 491 m,平均水平段长 1 492 m,平均机械钻速由 3.86 m/h 提高至 7.06 m/h,平均钻井周期由 171.0 d 缩短至 89.9 d,最短 67.1 d。

1.2.1 深层页岩气优快钻井技术

四川页岩气田地表为低山丘陵地貌,井场面积受限。为此,开展了山地“井工厂”、长水平段水平井钻井技术、高效降摩减扭和井眼清洁技术攻关研究,并研制了水力振荡器、微扩孔工具等,形成了深层页岩气优快钻井技术。优化形成了具有山地特点的“井工厂”井场布局方案,井场面积与丛式井井场相比减少了 11.83%~21.42%。山地“井工厂”采用以钻井开次为单元的流水线钻井作业模式,与同工区前期完钻井相比,钻井中完时间缩短了 55%,钻井周期缩短了 35%,成本降低了 24%。同时,提出了基于常规导向钻井的井眼轨迹控制技术,采用“大功率螺杆钻具+MWD+自然伽马+水力振荡器+定测录导一体化”的导向钻井方案,水平

段复合钻进井段占比 80% 以上, 钻井周期与旋转导向接近, 水平段钻井成本降低 20%。目前, 四川深层页岩气水平井水平段长度普遍在 2 000 m 以上, 其中, 焦页 2-5 井水平段长 3 065 m, 创国内页岩气井水平段最长纪录。

1.2.2 深层页岩气水基钻井液技术

深层页岩气水平井多采用油基钻井液钻进, 但含油钻屑处理难度大, 且配套的堵漏手段不足, 环保压力很大。为此, 研发了微纳米封堵剂 SMNP-1、变形封堵剂 SMLS-1 和 SMLS-2、高效润滑剂 SMJH-1, 构建了 SM-ShaleMud、JHGWY-I 等多套水基钻井液体系^[19], 主要性能接近油基钻井液, 且环境友好性更好, EC₅₀ 值高于 40 000 mg/L (环保标准规定 ≥ 30 000 mg/L 为无毒)。SM-ShaleMud 水基钻井液在威荣页岩气田试验 9 井次, 最长进尺 2 115.00 m, 井眼浸泡 67 d 后仍能保持稳定。JHGWY-I 水基钻井液在涪陵页岩气田试验 3 口井, 最长进尺 2 300 m, 水平段长 1 770 m, 均顺利完井, 且钻井液漏失问题得到有效控制。现场试验表明, SM-ShaleMud 和 JHGWY-I 等水基钻井液体系能实现微裂缝的强效封堵, 降低钻进摩阻, 单井含油钻屑约能减少 500 t, 大大降低了环保压力。

1.2.3 页岩气水平井氮气泡沫水泥浆固井技术

川渝页岩气工区长兴组、茅口组、栖霞组、梁山组、韩家店组与小河坝组钻井过程中易发生钻井液漏失, 且龙潭组、长兴组和茅口组浅层气活跃, 固井时发生水泥浆漏失及环空气窜的风险很大。为提高固井质量, 开发了低密度泡沫水泥浆体系, 研制了氮气汽化、增压、高效混配一体化泡沫固井装备, 形成了氮气泡沫水泥浆固井技术。氮气泡沫水泥浆密度 0.80~1.65 kg/L, 耐温 50 ℃, 水泥石 24 h 抗压强度超过 8 MPa、弹性模量 2.5~6.0 GPa。氮气泡沫水泥浆固井技术在 50 口页岩气井易漏地层固井中进行了应用, 固井前未进行承压堵漏, 固井质量优良率 100%, 单井可节约承压堵漏时间 7 d 以上, 成本降低 80 万元左右。泡沫水泥浆固井技术在近 20 口井产层固井中进行了应用, 固井质量优良率 100%, 满足了水平井分段压裂的需求, 无环空带压现象。

1.2.4 近钻头地层成像探测技术

为了解决随钻地质导向系统距离钻头远、检测信息少等问题, 进行了高精度近钻头随钻伽马成像技术攻关。建立了单晶体旋转动态扫描成像模型, 形成了高屏蔽聚焦伽马定向开窗采集方法。建立了基于磁方位测量原理动态工具面扇区随钻测量方

法, 实现了 16 扇区高精度成像。建立了磁偶极子跨螺杆钻具信号传输方法, 研发了磁偶极子发射接收天线, 探测点距钻头 0.4 m。开发了井下高分辨率高速地层扫描及大数据压缩处理技术, 实现了钻头周边地层属性实时成像识别与上传。近钻头地层成像探测技术解决了传统随钻探测点距离钻头远 (超过 10 m)、井眼轨道修正滞后的关键技术难点。该技术在川渝页岩气区块试验 5 井次, 及时获取了更加真实、精细的地层信息, 并且测量盲区小, 显著提高了优质储层钻遇率^[20]。其中, 宁 209H11-11 井完钻井深 4 962 m, 应用密度 2.13 kg/L 的油基钻井液钻进, 近钻头地层成像探测系统在该井无故障工作时间 168 h, 进尺 294 m, 优质储层钻遇率达到 95% 以上。

1.2.5 页岩气强化体积改造技术

针对页岩气井压裂形成复杂缝网难度大、改造体积受限、导流能力递减快等难点, 提出了体积压裂 (stimulated reservoir volume, SRV)、缝网复杂度和加砂强度最大化为核心的储层改造设计理念, 优化形成了“高密布缝+高效控缝+高强支撑”的压裂工艺, 集成了以加密切割、缝间/缝内暂堵转向、变参数射孔和连续铺砂等关键技术为核心的页岩气体积压裂技术。关键参数为段长 80~110 m、段数 20~30、单段簇数 6~9、簇间距 8~15 m、用液强度 20~25 m³/m、加砂强度 1.6~2.5 t/m。该技术在涪陵页岩气田 25 口加密井进行了应用, 平均测试产量由 20.7×10⁴ m³/d 提高到 25.1×10⁴ m³/d, 增幅 21%。在体积压裂技术的基础上, 通过应用“少段多簇+暂堵转向”的密切割工艺及“组合粒径支撑剂+滑溜水连续加砂”的强加砂工艺, 采取大孔径射孔、前置酸液预处理、变排量控净压等技术措施, 并选用 140 MPa 等级压裂装备, 形成了页岩气强化体积改造技术。关键参数为段长 70~90 m、段数 20~30、单段簇数 6~10、簇间距 5~8 m、用液强度 22~28 m³/m、加砂强度 2.5~3.0 t/m。页岩气强化体积改造技术现场应用 23 井次, 增产效果显著。其中, 焦页 28-5HF 井压裂后测试产量达到 39.64×10⁴ m³/d, 创加密井测试产量纪录; 东页深 1 井压裂后测试产量达 31×10⁴ m³/d, 成为国内首口获得勘探突破的 4 200 m 以深深层页岩气井。

1.3 四川海相碳酸盐岩油气钻井关键技术

四川盆地海相碳酸盐岩气藏资源量占该盆地常规天然气资源量的 85%, 探明储量占 70%, 已成为四川盆地常规天然气效益开发的主力层系。近年来, 中国石化持续加大了四川海相碳酸盐岩油气勘探开

发力度,先后发现并成功开发了普光、元坝等大型气田。目前,中国石化在四川盆地的海相油气勘探主要集中在超深海相碳酸盐岩气藏,海相油气开发主要在以为雷口坡组为目的层的川西彭州海相气田。

1.3.1 四川海相超深碳酸盐岩探井安全钻井技术

四川盆地海相油气勘探区块油气藏埋藏深(埋深6 000~8 000 m),地质环境不确定性强,岩石研磨性强,可钻性差,且高温高压高含硫,给深探井安全钻井带来了极大挑战。为此,开展了深探井安全快速钻井、深探井抗高温高密度防塌钻井液和窄间隙高温防气窜固井等技术攻关研究,形成了四川海相超深碳酸盐岩探井安全钻井技术,实现了超深海相碳酸盐岩气藏的勘探突破。其中,元坝7井完钻井深7 366 m,与7口邻井(平均井深7 142 m)相比,平均机械钻速提高了48%,钻井周期缩短了21%,平均复杂时效降低了33%;川深1井完钻井深8 420 m,钻井周期549.23 d,与马深1井(完钻井深8 418 m)相比,平均机械钻速提高了0.24 m/h,钻井周期缩短了44.29 d,固井质量优良率达到83.9%。

1)深探井安全快速钻井关键技术。研制了具有保径及防落结构的空气锤,优化了气液转化技术,形成了大直径井眼气体钻井技术。提出了个性化钻头及动力钻具协同破岩理念,形成了个性化钻头及高效破岩工具协同破岩的分层提速方案和基于提高破岩能量的长井段深部硬地层钻井提速配套技术。研发了溢流微量早期监测系统,溢流量达80 L时即可发现,溢流量达300 L时便可报警,提高了深探井溢流的精确监测、早期发现和预警,形成了裂缝性高压气层溢流控制技术。以井底恒压为目标,实现尽快降低井口套压、快速压稳的目的,建立了动态变参数压井方法理论模型,形成了超深井气侵溢流变密度动态压井方法。

2)广谱强封堵抗高温高密度防塌钻井液体系和化学固结防漏堵漏技术。在分析高温高密度钻井液沉降稳定性影响机制的基础上,研制了具有广谱性的高温变形、弹性封堵、粘结固壁等多功能的防塌剂,开发了抗高温高密度防塌钻井液体系,抗温达200℃、密度最高达2.5 kg/L,沉降系数为0.51。针对地层流体及缝洞特征,优化形成了抗温150℃防水、防气和防油的“三防”固结堵漏技术及抗温180℃高强度交联成膜堵漏技术,研发了适用于破碎地层的固化剂PKFD-1和适用于长裸眼不同压力体系的承压堵漏材料CYFD-1,形成了适应破碎地层和长裸眼复杂压力体系地层的化学固结防漏堵漏

技术,并进行了13井次的随钻堵漏作业,一次堵漏成功率超过63.6%。

3)复杂压力体系窄间隙高温防气窜固井技术。研制了复合低密度高承压减轻剂,开发了高承压低密度水泥浆体系,密度最低为1.45 kg/L,可承受井内液柱压力达120 MPa,形成了超深井低承压地层固井技术。研发了纳米硅乳液和胶乳抗高温防气窜剂,开发了高温增强型防气窜水泥浆体系,抗温达200℃、密度1.88~2.50 kg/L,SPN值小于1,水泥石24 h抗压强度超过25 MPa。建立了基于硅粉粒径和加量优化的水泥石高温强度衰退控制方法,形成了高温防气窜固井技术。基于水泥浆、钻井液和前置液的流动规律,开展了提高顶替效率技术研究,开发了抗温175℃前置液体系,提高了超深小井眼窄间隙水泥环的胶结质量。

1.3.2 川西海相开发井安全高效钻井技术

目前,川西彭州海相气田已经进入开发阶段,控制储量 $1\ 764.97\times 10^8\ \text{m}^3$,储层压力系数1.12~1.13,地温梯度2.27~2.33℃/100m。该气田采用大斜度井分段酸压方式开发,在钻井过程中,上部陆相地层易漏失,须二段—小塘子组地层坚硬,定向钻进效率低,下部雷四段顶部海相地层破碎,易发生井壁失稳和掉块卡钻。为此,开展了硬地层钻井提速、海相破碎地层防塌钻井液及上部陆相地层防漏防窜固井等技术研究,形成了川西海相开发井安全高效钻井技术,并在2口井进行了应用,钻井周期179.5 d,机械钻速4.58 m/h,与设计结果相比提高了62.98%。

1)须家河组—小塘子组难钻地层钻井提速技术。川西须家河组—小塘子组地层硬度2 000 MPa,岩石可钻性为八级,钻进难度很大,机械钻速较低, $\phi 241.3\ \text{mm}$ 井眼钻进地层门限钻压高(140 kN),平稳运动的门限扭矩大(38 kN·m)。为此,提出了“高效PDC钻头+大扭矩螺杆钻具”的钻井提速方案,优选 $\phi 13.0\ \text{mm}$ 平面齿、6~7刀翼的高效PDC钻头和 $\phi 185.0\ \text{mm}$ 大扭矩螺杆钻具(扭矩达12 kN·m),并配合YSC-228冲击器,将部分水力能量转化为冲击能量辅助破岩,从而提高钻井速度,同时还可避免钻头粘滑、跳钻,保证钻头平稳钻进,延长钻头使用寿命。现场应用结果表明,该钻井提速技术能够满足须家河组—小塘子组难钻地层快速钻进的需求,提速效果显著。彭州4-2D井应用该钻井提速技术后,机械钻速与邻井相比提高了30%以上。

2)海相破碎地层防塌钻井液技术。针对彭州海

相气田雷口坡组地层破碎、胶结程度低,定向井钻进中易发生井壁坍塌的问题,研制了温敏型封堵防塌剂 SMNA-1、纳米乳液 SMNR-1,开发了高效防塌钻井液,高温高压滤失量 8~9 mL,黏滞系数 0.08~0.10,与前期现场应用的钻井液相比,封堵性能提高 60%。该钻井液在彭州 4-2D 井三开雷口坡组井段进行了现场试验,进尺 627.00 m,最大井斜角 80°。钻进中井壁稳定,起下钻无阻卡,平均井径扩大率 7.6%,表明高效防塌钻井液实现了雷口坡组破碎地层的有效封堵。与设计钻井周期相比,该井三开井段钻井周期缩短了 45.83%,实现了川西海相大斜度井破碎地层安全钻井的技术突破。

3) 上部陆相地层防漏防窜固井技术。川西彭州海相气田超深探井上部陆相地层固井作业存在防漏、防气窜要求高,高温、环空间隙小易影响固井质量等技术难点。为此,研制了温敏堵漏材料和纳米液硅防窜剂,开发了防漏防窜水泥浆。该水泥浆抗温 150 °C, SPN 值 <1, 水泥石渗透率 <0.03 mD, 界面胶结强度 >2.5 MPa, 能有效封堵 5.0 mm 的缝隙, 承压 >6 MPa。防漏防窜水泥浆现场应用了 5 井次, 均未发生漏失和环空气窜, 固井质量优良率 100%。

1.4 华北鄂尔多斯盆地致密气低成本钻井完井关键技术

中国石化在鄂尔多斯盆地有大牛地和东胜 2 个气田, 保有天然气三级储量 $16\ 815.73 \times 10^8\ \text{m}^3$, 为致密气藏, 储层渗透率 0.60~0.89 mD。自 2012 年至今, 2 个气田共完钻 1 188 口井(直井 260 口, 水平井 928 口), 天然气探明储量动用率 70.04%, 累建产能 $45 \times 10^8\ \text{m}^3$ 。该盆地气藏埋深 2 300~3 900 m, 储层总体特征表现为垂深差别大、油气层位多、低孔、低渗、储量丰度低和单井产能低, 实现效益开发难度大。该盆地气井钻井过程中, 刘家沟组低破漏压力带易发生裂缝性漏失, 石千峰组和石盒子组泥岩井壁失稳严重。为此, 开展了鄂北古生界低成本优快钻井、杭锦旗区块防漏防塌钻井液和低成本改造等技术研究, 形成了鄂尔多斯盆地致密气低成本钻井完井技术, 推动了鄂尔多斯盆地致密气的高效开发。

1.4.1 鄂北古生界低成本优快钻井技术

针对鄂北古生界砂岩气藏低压、低渗、非均质性强, 钻井过程中存在易发生漏失、盐侵等技术难点, 以“降本增效”和“提速提效”为目标开展了技术攻关, 形成了低成本优快钻井技术。

1) 低成本钻井技术。形成了鄂北气田 $\phi 165.1\ \text{mm}$ 小井眼、快速搬迁、钻井液重复利用的单排单钻机

钻井方案和小井眼丛式井组钻井完井技术。2019 年, 设计小井眼井 68 口, 丛式井组 10 个, 完钻井 53 口, 搬迁周期缩短至 5.08 d, 最短搬迁周期 1.92 d, 钻井液重复利用率 33.3%, 平均钻井周期 25.6 d, 单井成本降低 49~66 万元。

2) 优快钻井技术。通过优选钻头, 强化水力射流参数和钻进参数, 研究形成了“四个一趟钻”钻井技术, 并在 2 口水平井进行了应用, 平均井深 3 696 m, 平均钻井周期 31.46 d, 创 2019 年水平井钻井周期最短纪录。以油基钻井液润滑剂和抗盐抗高温防塌降滤失剂为核心处理剂, 配制了抗盐抗高温油基钻井液体系, 确保了井壁稳定, 形成了二级井身结构水平井优快钻井技术, 在大牛地气田 11 口水平井和 6 口盐下直井进行了应用, 水平井平均钻井周期 57.64 d, 较前期缩短 7.45%; 直井钻井周期 44.01 d, 平均机械钻速 7.9 m/h, 与前期相比钻井周期缩短了 47.1%, 机械钻速提高了 18.56%。

1.4.2 杭锦旗区块防漏防塌钻井液技术

针对杭锦旗区块气井钻井过程中井漏、井塌严重的问题, 开展了全岩矿物分析、理化性能评价、扫描电镜分析, 结合实钻资料分析和测井解释成果, 明确了复杂地层井壁失稳机理和漏失机理, 研选了镶嵌成膜封堵剂 SMshield-2、胶乳沥青防塌剂(软化点 70~90 °C), 纳米乳液 SMNR-1 等关键封堵防塌剂, 构建了强封堵、强抑制、流变性好的聚醚成膜防塌钻井液, 其润滑系数 0.03~0.05, 岩屑在该钻井液中的滚动回收率 95%。该钻井液在 JPH460 井进行了现场试验, 实现了易漏地层的有效封堵, 确保了井眼稳定, 钻井安全密度窗口拓宽了 0.1 kg/L, 解决了漏塌同存的技术难题, 与邻井相比钻井周期缩短了 42%, 完井周期缩短了 44%。

1.4.3 低成本强化体积改造技术

以提高单井产能为目标, 推广应用密切割精细分段、多簇压裂和混合水技术, 提高储层改造体积。上古生界砂岩储层采用水平井穿层、长缝压裂和机械分层压裂技术, 下古生界碳酸盐岩储层采用多元复合酸压技术, 大幅提高了单井产能。新富 11 井测试无阻流量达 $14.7 \times 10^4\ \text{m}^3/\text{d}$, 实现了富县下古生界天然气产能的突破。

以降低压裂成本为目标, 试验应用了低成本压裂材料并研制了新型压裂工具。一是开展了石英砂替代陶粒试验, 对于埋深小于 2 700 m 的储层, 石英砂与陶粒的比为 4:6 或 3:7, 8 口井的先导试验结果表明, 初期平均产量 $2.5 \times 10^4\ \text{m}^3/\text{d}$, 与对比井(测试产

量 $2.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$) 相比, 初期产量未受影响。截至目前, 已在 23 口井压裂作业中以石英砂替代陶粒, 共节约陶粒 $3\,000.6 \text{ m}^3$, 成本累计降低 507.97 万元。二是研制了金属径向膨胀、坐封胶筒封隔的第二代可溶桥塞, 具有通径大 (65.0 mm)、体积小、密封压力高 (70 MPa) 等特点, 可在中低温 (50~110 °C) 下快速溶解, 完全溶解时间 7~14 d, 并在富平探 2 井进行了成功试验, 共进行 7 段压裂施工, 最高施工压力 71 MPa, 节省了钻塞费用。三是研制了趾端延时压裂滑套, 取代首段的油管传输射孔作业, 在管内试压时滑套可延时 (约 30 min) 打开, 提高了桥塞压裂效率, 在杭锦旗、大牛地等地区应用 5 口井, 单井施工时间缩短了 2~3 d, 有效降低了压裂成本。

2 面临的主要挑战及对策

中国石化在顺北、川渝和鄂尔多斯等重点探区的油气勘探虽然不断获得突破, 但随着油气勘探开发不断深入, 还面临钻井周期较长、机械钻速偏低、井下故障较多、压裂增产效果不理想等技术难点和挑战。为此, 需要坚持需求导向, 针对各重点探区存在的技术难点, 推广应用成熟技术, 强化关键技术攻关, 为油气高效勘探和效益开发提供技术保障^[21-26]。

2.1 顺北油气田特深层油气勘探开发

目前, 顺北油气田奥陶系破碎地层垮塌、小尺寸定向仪器高温稳定性差等问题仍然突出, 影响了油气高效勘探开发。1) 顺北油气田地质构造和岩性复杂, 二叠系火山岩厚度大、裂缝发育, 石炭系、志留系多套侵入体, 志留系高压盐水层、奥陶系岩体破碎, 钻前预测难度大, 且钻井液侵入后进一步加剧垮塌, 定向钻井阻卡严重。该油气田 5 口井钻遇破碎带, 共侧钻 10 余次 (其中顺北 5-3 井侧钻 4 次), 钻井周期共延长了 900 d 多。2) 顺北油气田东部储层温度高 (160~200 °C), 地层压力大 (90~160 MPa), 175 °C 测量仪器和 180 °C 螺杆钻具的抗温能力不足, 难以满足高效定向钻井的需求。3) 5 号断裂带储层厚度大 (100~400 m)、纵向连通性差、横向基岩有分割, 笼统改造范围小, 导流能力易失效, 产量递减快, 稳产难度大; 现有酸液体系耐温低 (160 °C)、黏度低、酸岩反应速度快、穿透距离短 ($\leq 120 \text{ m}$), 无法满足构建远距离导流裂缝的需求。

针对顺北油气田钻井完井存在的技术难点, 需要以钻井提速、提产和减少井下故障为目标, 加强地质、油藏和工程一体化, 提高钻前预测精度及随

钻评估, 实现安全快速成井和提高酸压效果。1) 强化奥陶系破碎带井壁失稳机理和评价方法研究, 形成高应力破碎性地层的井壁稳定技术, 同时加大微纳米封堵防塌钻井液体系和抗高温油基钻井液体系的研究和应用。2) 加强高温小井眼水平井定向工具研究和应用, 一是完善推广 185 °C 测量仪器, 加快维护保养基地建设; 二是加快 200 °C 测量仪器、地面降温系统和井下降温材料的研制; 三是试验国内外抗温 200 °C 大扭矩长寿命螺杆钻具。3) 开展超深断溶体油藏高效沟通技术攻关, 一是研发耐温 180 °C 有机缓速酸体系, 增大裂缝穿透距离; 二是精细刻画井周储集体应力场, 形成断裂带高效沟通酸压裂缝延伸控制技术和复杂缝多级暂堵酸压设计方法; 三是加强钻井、完井和储层改造一体化水平井分段增产方案研究, 实现多个储集体的高效动用。

2.2 川渝页岩气勘探开发

目前, 川渝深层页岩气井仍存在钻井周期较长、套变问题突出、压裂效果不明显等问题。1) 深层页岩气钻井过程中, 部分地层钻速慢 (低于 3 m/h), 且钻遇高压裂缝性气层时, 循环排气时间长 (平均单井耗时约 5 d); 优质储层厚度薄、起伏变化大, 井眼轨迹控制难度大, 定向钻进效率低; 部分区块漏失问题突出, 例如, 南川页岩气东胜构造带浅表层漏失率达 88.2%, 单井漏失量 $19\,255.3 \text{ m}^3$, 单井堵漏耗时 92.2 d。2) 2018 年以来, 威远地区频繁发生 3 级左右地震, 导致井下套管受力异常, 同时, 压裂作业会诱导井眼附近地层发生滑动, 在井周产生极高的瞬间载荷, 超过套管屈服强度会造成套管变形, 虽然采取了优化完井管柱、采用外加厚套管、优化压裂工艺等措施, 套变率虽有所降低, 但套变问题仍然突出。3) 威荣区块深层页岩埋深较大, 施工压力窗口窄 (5~10 MPa), 复杂缝网形成难度大, 改造体积偏小, 裂缝导流能力难保持, 产量递减快 (第一年递减率 60%~70%)。

针对川渝深层页岩气钻井完井和压裂存在的技术难点, 需进一步完善深层页岩气优快钻井和压裂技术, 尽快实现深层页岩气勘探突破和效益开发。1) 完善深层页岩气优快钻井技术体系。一是配套升级 52 MPa 钻井泵、循环系统、高频固控设备, 实现强化参数钻井; 二是推广应用大扭矩螺杆钻具、射流冲击器、机械式旋冲工具、低压耗水力振荡器等提速工具; 三是试验控压循环排气技术, 解决钻遇高压裂缝性气层时循环排气时间过长的的问题; 四是攻关超长水平段快速钻井技术、“一趟钻”钻井提

速技术, 储备立体井网分支井安全成井技术; 五是攻关油基钻井液堵漏技术, 提高堵漏时效和成功率, 储备合成基超润滑钻井液技术, 以满足页岩气超长水平段水平井的钻井需求。2) 研究攻关深层页岩气水平井防套变技术。一是建立水平井裂缝的识别方法, 完善裂缝激活临界参数计算方法, 提升基于大尺度区域位移计算精度, 形成工程地质一体化套变预防方法; 二是优化完井管串, 套管壁厚提高至 13.5 mm, 或采用 $\phi 127.0$ 和 $\phi 114.3$ mm 完井管柱; 三是推广应用以泡沫水泥浆、弹韧性水泥浆为核心的长效密封固井技术, 攻关研究自愈合弹韧性水泥浆体系, 提升水泥环保护套管的能力; 四是优化压裂参数, 采用多簇、小簇间距、大段间距, 降低段间干扰, 减小压裂过程中的套管应力集中。3) 完善优化深层页岩气高效压裂技术。一是推广应用中深层密切割、暂堵转向和强加砂压裂技术, 提升压裂材料及工具的性能, 提高压裂时效; 二是完善牵引器射孔、趾端滑套、可溶桥塞、国产电动压裂撬及混砂车等关键配套装备, 进一步降低压裂试气成本; 三是攻关深层、常压、陆相页岩气长水平段水平井多簇裂缝双暂堵压裂技术、井筒重建重复改造工艺及关键材料, 实现多类型页岩气效益开发; 四是储备多层“井工厂”多维度立体压裂技术, 大幅度提高单井产量和储量动用程度。

2.3 四川盆地海相油气勘探开发

四川盆地海相油气勘探开发区域广, 地质条件复杂, 裂缝发育, 漏喷同存时有发生, 优快安全钻井难度大。主要体现在: 1) 须家河组—小塘子组地层坚硬, 研磨性强, 机械钻速较低且提速难度大; 2) 地层裂缝发育, 易出现“喷、漏、卡同存”的井下复杂情况, 安全钻井难度大; 3) 上部陆相地层易井斜, 常规钻井只能采取吊打来控制井斜, 严重影响了机械钻速; 4) 彭州气田雷口坡组地层破碎、胶结程度低, 定向钻进作业风险大^[27-29]。

针对四川盆地海相油气勘探存在的技术难点, 需要以“上部陆相高研磨性地层提速, 下部海相破碎地层安全定向钻进”为目标, 进行关键技术攻关, 实现安全高效钻井。主要攻关方向为: 1) 推广应用混合钻头、异形齿 PDC 钻头、大扭矩螺杆钻具 (15 kN·m 以上) 和射流冲击提速工具, 提高陆相地层机械钻速; 2) 优化高效防塌防漏堵漏钻井液性能, 制定井壁稳定和防漏堵漏技术措施, 推广应用精细控压钻井技术, 持续攻关恶性漏失防漏堵漏技术、超深层白云岩等复杂地层的井壁失稳机理及防

控技术, 实现复杂地层安全钻井; 3) 推广应用预弯曲防斜和垂直钻井技术, 解放钻井参数, 实现高效防斜; 4) 研发破碎性地层井壁固结剂, 实现高温高压条件下粘结固化破碎性地层, 优化海相破碎地层井眼轨道设计, 实现彭州气田开发井安全高效钻井。

2.4 华北鄂尔多斯盆地致密油气勘探开发

鄂尔多斯盆地致密油气藏的地层条件复杂, 提速提产增效面临一系列挑战, 如: 1) 杭锦旗 58 井区气井二开井段漏塌同存依然存在, 刘家沟组低破漏压力带裂缝性漏失, 石千峰组、石盒子组泥岩井壁失稳问题依然严重; 2) 杭锦旗 58 井区、72 井区气藏气水关系复杂, 气水同层和气水异层同时存在, 储隔层厚度变化大, 控水压裂难度大; 3) 大牛地气田上古生界气藏已进入调整和扩边开发阶段, 储层物性与丰度变差、地层压力低, 提产与降本矛盾突出; 下古生界气藏 II 类和 III 类储层物性差、非均质性强, 改造效果差异大, 低产低效风险高。

针对鄂尔多斯盆地致密油气钻井完井存在的主要技术难点, 需要以“提速、降本、增效”为目标, 持续完善低渗透油气藏钻井完井和高效压裂技术, 实现低渗透油气藏效益开发。具体措施有: 1) 推广应用高效随钻堵漏防塌钻井液处理剂, 并不断优化粒径配比, 实现漏塌同防, 同时完善防漏固井技术, 攻关“一趟钻”技术, 形成下古生界水平井优快钻井完井技术; 2) 优化、推广小井眼大井丛集约化钻井完井技术, 形成致密油气低成本钻井完井技术体系; 3) 加强地质工程一体化, 强化裂缝性致密储层全过程储层保护, 持续攻关产水气藏控水压裂技术和下古生界气藏 II 类和 III 类储层差异化复合酸压技术, 推广“全通径+密切割+变黏压裂液”体积压裂技术, 推进丛式井组“工厂化”压裂模式与压裂液重复利用等, 全方位提高单井产量。

3 结论与认识

1) 中国石化通过多年持续技术攻关与现场实践, 在顺北特深层、川渝页岩气、四川海相碳酸盐岩油气藏和华北鄂尔多斯致密气等重点探区不断获得油气勘探开发突破, 并初步形成了顺北特深层钻井完井关键技术、川渝页岩气钻井完井关键技术、川西海相碳酸盐岩复杂地层安全钻井技术、华北致密气低成本钻井完井技术, 为中国石化重点探区油气勘探开发提供了技术支撑。

2) 随着油气勘探开发不断深入, 中国石化重点

探区钻井完井技术还面临钻井周期较长、机械钻速偏低、油气井产量偏低等技术挑战, 需要强化关键技术攻关, 推广应用成熟技术, 大力实施提质、提速、提效、提产的“四提”创新创效工程, 为中国石化重点探区的高效勘探和效益开发提供技术保障。

3) 钻井完井技术是发现油气藏、建立油气通道、提高单井产量、提高采收率、降低油气综合成本、实现油气高效勘探和效益开发的重要手段, 降本增效、增产增效、提升能力水平是钻井完井技术发展的重中之重。随着大数据、云计算、智能钻完井、纳米技术、机器人技术等新技术的不断涌现, 需进一步强化技术融合, 向自动化、智能化钻井完井技术发展。

参 考 文 献

References

- [1] 戴金星, 秦胜飞, 胡国艺, 等. 新中国天然气勘探开发 70 年来的重大进展 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1037-1046.
DAI Jinxing, QIN Shengfei, HU Guoyi, et al. Major progress in the natural gas exploration and development in the past seven decades in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1037-1046.
- [2] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 石油工程技术对油气勘探的支撑与未来攻关方向思考: 以中国石化油气勘探为例 [J]. 石油钻探技术, 2016, 44(2): 1-9.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. The support of petroleum engineering technologies in trends in oil and gas exploration and development: case study on oil and gas exploration in Sinopec[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(2): 1-9.
- [3] 邹才能, 郭建林, 贾爱林, 等. 中国大气田科学开发的内涵 [J]. 天然气工业, 2020, 40(3): 1-12.
ZOU Caineng, GUO Jianlin, JIA Ailin, et al. Connotation of scientific development for giant gas fields in China[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3): 1-12.
- [4] 伍贤柱, 万夫磊, 陈作, 等. 四川盆地深层碳酸盐岩钻完井技术实践与展望 [J]. 天然气工业, 2020, 40(2): 97-105.
WU Xianzhu, WAN Fulei, CHEN Zuo, et al. Drilling and completion technologies for deep carbonate rocks in the Sichuan Basin: practices and prospects[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(2): 97-105.
- [5] 曾义金. 海相碳酸盐岩超深油气井安全高效钻井关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 25-33.
ZENG Yijin. Key technologies for safe and efficient drilling of marine carbonate ultra-deep oil and gas wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 25-33.
- [6] 汪海阁, 葛云华, 石林. 深井超深井钻完井技术现状、挑战和“十三五”发展方向 [J]. 天然气工业, 2017, 37(4): 1-8.
WANG Haige, GE Yunhua, SHI Lin. Technologies in deep and ultra-deep well drilling: present status, challenges and future trend in the 13th Five-Year Plan period (2016-2020)[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(4): 1-8.
- [7] 张锦宏. 中国石化石油工程技术现状及发展建议 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 9-17.
ZHANG Jinhong. Current status and outlook for the development of Sinopec's petroleum engineering technologies[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 9-17.
- [8] 马开华, 谷磊, 叶海超. 深层油气勘探开发需求与尾管悬挂器技术进步 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 34-40.
MA Kaihua, GU Lei, YE Haichao. The demands on deep oil/gas exploration & development and the technical advancement of liner hangers[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 34-40.
- [9] 丁士东, 陶谦, 马兰荣. 中国石化固井技术进展及发展方向 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 41-49.
DING Shidong, TAO Qian, MA Lanrong. Progress, outlook, and the development directions at Sinopec in cementing technology progress[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 41-49.
- [10] 路保平, 丁士东. 中国石化页岩气工程技术新进展与发展展望 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1): 1-9.
LU Baoping, DING Shidong. New progress and development prospect in shale gas engineering technologies of Sinopec[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1): 1-9.
- [11] 王中华. 国内钻井液技术进展评述 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 95-102.
WANG Zhonghua. Review of progress on drilling fluid technology in China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 95-102.
- [12] 赵志国, 白彬珍, 何世明, 等. 顺北油田超深井优快钻井技术 [J]. 石油钻探技术, 2017, 45(6): 8-13.
ZHAO Zhiguo, BAI Binzhen, HE Shiming, et al. Optimization of fast drilling technology for ultra-deep wells in the Shunbei Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 8-13.
- [13] 赵锐, 赵腾, 李慧莉, 等. 塔里木盆地顺北油气田断控缝洞型储层特征与主控因素 [J]. 特种油气藏, 2019, 26(5): 8-13.
ZHAO Rui, ZHAO Teng, LI Huili, et al. Fault-controlled fracture-cavity reservoir characterization and main-controlling factors in the Shunbei Hydrocarbon Field of Tarim Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(5): 8-13.
- [14] 柴龙, 林永学, 金军斌, 等. 塔河油田外围高温高压井气滞塞防气窜技术 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(5): 40-45.
CHAI Long, LIN Yongxue, JING Junbin, et al. Anti-gas channeling technology with gas-block plug for high temperature and high pressure wells in the periphery of the Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(5): 40-45.
- [15] 林永学, 王伟吉, 金军斌. 顺北油气田鹰 1 井超深井段钻井液关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 113-120.
LIN Yongxue, WANG Weiji, JIN Junbin. Key drilling fluid technology in the ultra deep section of Well Ying-1 in the Shunbei Oil and Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 113-120.
- [16] 邹书强, 张红卫, 伊尔齐木, 等. 顺北一区超深井窄间隙小尾管固井技术研究 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(6): 60-66.
ZOU Shuqiang, ZHANG Hongwei, Eerqm, et al. Slim liner cementing technology for ultra-deep wells with a narrow annulus in No.1 District of Shunbei Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(6): 60-66.
- [17] 蒋廷学, 周珺, 贾文峰, 等. 顺北油气田超深碳酸盐岩储层深穿透酸压技术 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 140-147.
JIANG Tingxue, ZHOU Jun, JIA Wenfeng, et al. Deep penetration acid-fracturing technology for ultra-deep carbonate oil & gas reser-

- voirs in the Shunbei Oil and Gas Field[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(3): 140–147.
- [18] 刘伟, 何龙, 胡大梁, 等. 川南海相深层页岩气钻井关键技术 [J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(6): 9–14.
LIU Wei, HE Long, HU Daliang, et al. Key technologies for deep marine shale gas drilling in Southern Sichuan[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(6): 9–14.
- [19] 林永学, 甄剑武. 威远区块深层页岩气水平井水基钻井液技术 [J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(2): 21–27.
LIN Yongxue, ZHEN Jianwu. Water based drilling fluid technology for deep shale gas horizontal wells in Block Weiyuan[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(2): 21–27.
- [20] 路保平, 倪卫宁. 高精度随钻成像测井关键技术 [J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(3): 148–155.
LU Baoping, NI Weining. The key technologies of high precision imaging logging while drilling[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(3): 148–155.
- [21] 胡文瑞. 地质工程一体化是实现复杂油气藏效益勘探开发的必由之路 [J]. *中国石油勘探*, 2017, 22(1): 1–5.
HU Wenrui. Geology-engineering integration: a necessary way to realize profitable exploration and development of complex reservoirs[J]. *China Petroleum Exploration*, 2017, 22(1): 1–5.
- [22] LYU Zehao, SONG Xianzhi, GENG Lidong, et al. Optimization of multilateral well configuration in fractured reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 172: 1153–1164.
- [23] 郭建春, 苟波, 秦楠, 等. 深层碳酸盐岩储层改造理念的革新: 立体酸压技术 [J]. *天然气工业*, 2020, 40(2): 61–74.
GUO Jianchun, GOU Bo, QIN Nan, et al. An innovative concept on deep carbonate reservoir stimulation: three-dimensional acid fracturing technology[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(2): 61–74.
- [24] ALJAWAD M S. Identifying formation mineralogy composition in acid fracturing from distributed temperature measurements[R]. SPE 195537, 2020.
- [25] 李根生, 宋先知, 田守增. 智能钻井技术研究现状及发展趋势 [J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(1): 1–8.
LI Gensheng, SONG Xianzhi, TIAN Shouceng. Intelligent drilling technology research status and development trends[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(1): 1–8.
- [26] 刘清友, 董润, 耿凯, 等. 井下机器人研究进展与应用展望 [J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(3): 50–55.
LIU Qingyou, DONG Run, GENG Kai, et al. The status of current research on downhole robots and their multiple applications[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(3): 50–55.
- [27] HEGDE C, GRAY K. Evaluation of coupled machine learning models for drilling optimization[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 56: 397–407.
- [28] 邹才能, 潘松圻, 荆振华, 等. 页岩油气革命及影响 [J]. *石油学报*, 2020, 41(1): 1–12.
ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(1): 1–12.
- [29] 韩烈祥. 川渝地区超深井钻完井技术新进展 [J]. *石油钻采工艺*, 2019, 41(5): 555–561.
HAN Liexiang. New progress of drilling and completion technologies for ultra-deep wells in the Sichuan-Chongqing Area[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2019, 41(5): 555–561.

[编辑 陈会年]