

引文: 陈力力, 马勇, 付强, 等. 超大尺寸井眼固井关键技术探索与实践——以SDCK1 10 000-m特深井为例[J]. 天然气工业, 2025, 45(5): 113-123.
CHEN Lili, MA Yong, FU Qiang, et al. Exploration and practice of key cementing technologies for oversized boreholes: A case study of Well SDCK1, a 10 000-m extra-deep well[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(5): 113-123.

超大尺寸井眼固井关键技术探索与实践 ——以 SDCK1 10 000-m 特深井为例

陈力力¹ 马勇¹ 付强² 陈敏² 付志¹ 汪瑶¹
冯予淇³ 刘强⁴ 杨万忠³ 邹祥富³ 严海兵³

1. 中国石油西南油气田公司 2. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司
3. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司井下作业公司 4. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司川西钻探公司

摘要: 随着油气向超深层和 10 000-m 特深领域进军, 超大尺寸井眼固井将面临套管安全下入难、易井漏、固井质量难以保证等众多难题。为此, 针对 10 000-m 科学探索井 SDCK1 井三开固井开展了系列技术攻关, 攻克了超大尺寸井眼清洁困难、超大超重套管下入困难、超大环空水泥环密封完整性难以保证等技术瓶颈, 形成了 10 000-m 特深井超大尺寸井眼固井成套技术。研究结果表明: ①基于大尺寸井眼岩屑运移液固两相流模型优化钻井液性能和循环排量, 形成的重稠浆与可降解携砂纤维多效协同井眼清洁技术可显著改善携砂效果, 有效保障井筒清洁; ②壁厚超重尺寸套管的安全下入要充分考虑到井眼扩大率和套管串下入阻力对通井能力和套管下入影响, 模拟通井井底钻具组合 (BHA) 与套管柱刚度比需大于 1.3; ③固井施工实时模拟监测和精细控制关键层位的井筒当量密度 (ECD), 优化地面回收流程返浆管线, 可防止注替过程井下垮塌和漏失; ④在套管居中度不高的情况下, 可通过优化前置液浆柱结构, 梯级匹配固井工作液流变性形成高流变级差, 采用韧性水泥浆配套可固化冲洗液体系, 提高顶替效率与一、二界面胶结质量。结论认为, 该技术成功实现了全球首次超大井眼、超大套管、超大体量的优质固井作业, 不仅为未来特深井超大尺寸套管固井提供了借鉴, 而且还为特深层油气资源高效勘探开发提供了技术储备。

关键词: 10 000-m 特深井; 固井技术; 超大井眼; 超大尺寸套管; 井眼清洁; 套管安全下入; 压力控制; 可固化
中图分类号: TE256 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3787/j.issn.1000-0976.2025.05.010

Exploration and practice of key cementing technologies for oversized boreholes: A case study of Well SDCK1, a 10 000-m extra-deep well

CHEN Lili¹, MA Yong¹, FU Qiang², CHEN Min², FU Zhi¹, WANG Yao¹,
FENG Yuqi³, LIU Qiang⁴, YANG Wanzhong³, ZOU Xiangfu³, YAN Haibing³

(1. PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. CNPC Chuangqing Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610051, China; 3. CCDC Downhole Service Company, Chengdu, Sichuan 610052, China; 4. CCDC Chuanxi Drilling Company, Chengdu, Sichuan 610051, China)

Natural Gas Industry, Vol.45, No.5, p.113-123, 5/25/2025. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: As oil and gas exploration and development advances into ultra-deep and 10 000-m extra-deep strata, oversized borehole cementing faces multiple challenges from safe casing running, easy lost circulation and cementing quality assurance. To address these issues, this paper carries out a series of technical researches on the third-stage cementing of the 10,000-m scientific exploration well SDCK1, breaks the bottlenecks like inefficient cleaning of oversized borehole, difficult running of oversized overweight casing, and difficult seal integrity guarantee of oversized annulus cement sheath, and forms a set of cementing technologies for oversized boreholes in 10,000-m extra-deep wells. The following results are obtained. First, the performance and circulating displacement of drilling fluid are optimized based on the liquid-solid two-phase flow model of cuttings migration in oversized boreholes, and the collaborative hole cleaning technology of heavy viscous slurry and degradable sand-carrying fiber can improve the sand carrying effect significantly, and thus ensure clean hole effectively. Second, to ensure the safe running of the thick-walled super-heavy large-size casing, it is necessary to give full consideration to the influences of borehole enlargement rate and casing string running resistance on drifting capacity and casing running, and the simulated stiffness ratio of drilling BHA to casing string shall be greater than 1.3. Third, simulating, monitoring and precisely controlling the wellbore equivalent circulating density (ECD) of key horizons in real time during cementing construction, and optimizing the mud return pipeline of surface recovery process can prevent downhole collapse and leakage in the process of injection and displacement. Fourth, in the case of low casing centralization, the optimization of prepap column structure can realize rheological gradient matching of cementing fluid, so as to achieve high rheological contrast, and the application of tough cement slurry with curable flush fluid system can improve the displacement efficiency and the bonding quality at the first and the second interfaces. In conclusion, this technology has successfully achieved the world's first high-quality cementing operation in oversized boreholes with oversized casing and massive cement volume, and provides valuable references for future extra-deep well cementing with oversized casing, as wells technical reserves for the efficient exploration and development of extra-deep oil and gas resources.

Keywords: 10,000-m extra-deep well; Cementing technology; Oversized borehole; Oversized casing; Hole cleaning; Safe casing running; Pressure control; Curable

基金项目: 中国石油天然气集团有限公司科技项目“10 000-m 超深层钻探关键工程技术与装备研制”(编号: 2023ZZ20)。

作者简介: 陈力力, 1972 年生, 正高级工程师; 长期从事钻完井工程关键技术研究及管理工作。地址: (610051) 四川省成都市成华区府青路一段 3 号。ORCID: 0000-0003-0989-5413。E-mail: chenlili@petrochina.com.cn

通信作者: 付志, 1985 年生, 高级工程师; 主要从事钻完井技术研究和管理工作。地址: (610051) 四川省成都市成华区府青路一段 3 号。ORCID: 0009-0001-4356-4987。E-mail: fuzhi01@petrochina.com.cn

0 引言

中国深层油气资源丰富。据统计, 深层超深层油气资源总量达 671×10^8 t 油当量, 占油气资源总量的 34%。其中, 39% 的剩余石油和 57% 的剩余天然气资源分布在深层。因此, 加快深层超深层油气勘探开发已成为中国油气接替战略的重大需求, 也是当前和未来油气勘探开发的重点和热点^[1-4]。

随着油气勘探向特深层、超深水等领域拓展, 超大尺寸井眼固井技术成为深井、超深井钻完井工程的关键挑战之一。2023 年, 中国石油天然气集团有限公司分别在四川盆地和塔里木盆地部署了两口万米特深井, 旨在深入勘探地球深部油气资源, 评估储量潜力, 推动地质科学研究和技术创新, 超深层有望成为万亿方级规模增储的重大战略接替区^[5]。其中, SDCK1 井是部署在四川盆地川西地区双鱼石构造的一口万米科学探索井, 构造位于川西北部龙门山断褶带与川北古中拗陷低缓带的过渡区, 西邻龙门山逆掩推覆带, 东接川北古中拗陷低缓区, 北部为米仓山隆起南缘山前断褶带^[6], 地质条件极为复杂, 钻井难度居国内首位。为给下部井段钻进留够空间, 降低特深井段作业难度和风险, 该井设计六开六完、备用八开八完的井身结构, 导致 SDCK1 井上部井眼尺寸超大。超大尺寸井眼固井面临套管安全下入难、井漏风险高、水泥环密封完整性差等难题: ①套管尺寸大、重量大, 导致下入摩阻大, 易发生卡钻或套管变形; ②环空体积大, 水泥浆用量多, 易因浆柱静压过高压漏地层; ③井眼清洁困难, 岩屑床堆

积影响顶替效率, 固井质量难以保证。

当前, 国内外对大尺寸套管固井的研究多集中于常规深井或深水环境, 主要聚焦于提高套管居中度、优选固井方式和水泥浆体系。针对超大尺寸井眼窄安全密度窗口条件下安全下入高刚度超重套管、提高顶替效率、精准控制井筒环空压力的研究成果少, 无可借鉴经验^[7-9], 万米级特深井的超大尺寸固井仍属空白。

本文以 SDCK1 万米科学探索井为例, 通过开展套管安全下入、超大尺寸固井工具、超大环空提高顶替效率、全过程井筒压力精确控制等系列技术攻关, 形成了万米特深井超大尺寸套管固井成套技术, 全球首次进行 $\varnothing 492.13$ mm + $\varnothing 485.78$ mm 超大尺寸套管下深超 3 600 m 固井作业, 实现了三开超大尺寸套管的安全下入和环空有效封固, 为该井深层安全钻进奠定了良好的井筒条件, 为特深层油气勘探提供理论支撑和工程实践参考。

1 超大尺寸井眼固井难点分析

SDCK1 井一开采用旋挖机钻至 60 m, 下 $\varnothing 920.00$ mm 卷管至 60 m 封隔地表松散易窜漏地层, 加固井架基础; 二开采用 $\varnothing 812.80$ mm 钻头钻至 500 m, 下 $\varnothing 635.00$ mm 套管固井封隔剑门关组及蓬莱镇组漏层、垮塌层; 三开采用 $\varnothing 593.73$ mm 钻头钻至 3 611 m, 下 $\varnothing 492.13$ mm + $\varnothing 485.78$ mm 复合套管固井封隔蓬莱镇组至须家河组顶部低压易漏、易垮地层, 为下开高压地层钻井可能关井提供可靠的井筒条件。实钻井身结构如表 1 所示。

表 1 SDCK1 井前三开实钻井身结构数据表

开钻次序	井深 /m	钻头尺寸 /mm	套管尺寸 /mm	套管程序	套管下入地层	套管下入井段 /m	水泥返高 /m
一开	60	1 200.00	920.00	导管	剑门关组	0 ~ 60.00	0
二开	500	812.80	635.00	表层套管	蓬莱镇组	0 ~ 498.55	0
三开	3 611	593.73	492.13 + 485.78	技术套管 1	须家河组顶	0 ~ 3 608.55	0

根据实钻情况, 须家河组以上地层岩性主要为泥岩夹泥质粉砂岩及粉砂岩, 钻井表现为井壁疏松、易漏、易垮, 岩屑不易清除干净, 测井显示井径不规则, 多处存在大肚子井段。三开井眼平均井径 626.65 mm、套管重量 252.90 kg/m、单位环容达 151.84 L/m、注水泥作业时环空返速 0.49 m/s、注替施工体量 700 m³。三开超大尺寸套管固井作业面临套管下入难度大、井漏风险高、水泥环密封完整性难以保证、固井工具密封性要求高等挑战。

1.1 超大井眼大尺寸套管安全下入难度大

SDCK1 井三开 $\varnothing 593.73$ mm 井眼裸眼段长达 3 112 m, 钻进排量为 110 ~ 120 L/s, 环空返速为 0.35 ~ 0.38 m/s, 远低于最小携砂速度, 携砂难度大^[10-11]。环空岩屑浓度为 1.28% ~ 4.63%, 重稠浆举砂高达 29 次, 井眼清洁难度大^[12]。井径不规则 (图 1), 部分井段井壁垮塌严重, “大肚子”井段多达 11 段, 2 790 ~ 2 950 m 平均井径 702.25 mm, 最大井径扩大率 67.9%, 影响套管安全下入; $\varnothing 492.13$ mm、

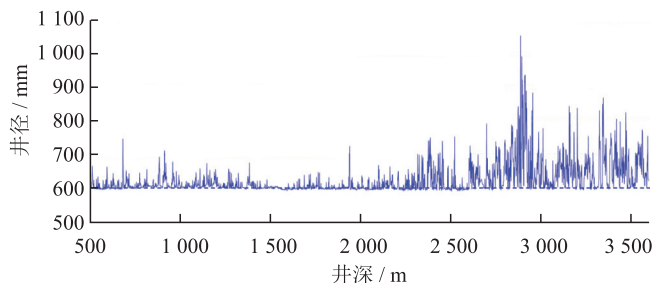


图1 SDCK1 井三开裸眼段井径曲线图

Ø485.78 mm 套管刚度大, 壁厚分别为 21.0 mm、17.2 mm, 套管柱浮重超过 600 t, 常规下套管工艺面临套管上扣质量难以保证、套管下放不到位的问题。

1.2 安全密度窗口窄导致井漏风险高

双鱼石构造邻井同层位固井施工井漏率高达 87%^[13], 且该井在 1 700 ~ 2 200 m (遂宁组) 钻进时发生井漏, 排量 100 L/s 条件下 5 min 漏失 1.65 g/cm³ 钻井液 0.5 m³, 漏失压力当量密度为 1.70 g/cm³, 而地层坍塌压力当量密度为 1.62 g/cm³, 安全密度窗口仅为 0.08 g/cm³, 下套管、注水泥作业易漏失。

1.3 水泥环密封完整性难以保障

SDCK1 井三开固井环空间隙为 67.26 ~ 70.44 mm, 受水泥车机泵能力限制, 注水泥作业时环空返速仅为 0.49 m/s, 无法实现紊流顶替; 受密度窗口限制, 水泥浆密度 (1.62 g/cm³) 与钻井液无密度级差, 混窜严重, 顶替效率难以保证^[14]; 钻井液与水泥浆相容性差、井壁虚泥饼厚, 影响施工安全与界面胶结质量。

1.4 大排量长时间作业下固井工具密封性能难以保证

为了提高大尺寸套管顶替效率, 缩短施工时间, 采用内插法固井工艺, 大排量 (4.0 ~ 4.5 m³/min) 连续注入水泥浆 500 m³ 以上, 长时间施工, 插入头、插入座、浮箍、浮鞋等井口密封装置易冲蚀, 密封可靠性难保证^[15]。

2 固井技术对策

2.1 超大井眼大尺寸套管安全下入技术

2.1.1 井眼准备

2.1.1.1 多效协同井眼清洁技术

针对超大尺寸井眼环空间隙大、返速低、携砂难度大的问题, 基于颗粒动力学理论建立大尺寸井眼岩屑运移液固两相流模型, 综合考虑了岩屑的悬浮、滚动和举升等运移方式, 模拟不同施工节点 (如

正常钻进、停泵循环以及钻杆旋转等) 多工况下岩屑运移规律。该模型将颗粒相“拟流体”化, 固相颗粒和液相均被视为连续性介质。液固两相相互作用于彼此的控制体, 固相和液相的动力学特性分别由各自的守恒方程描述, 液固两相间的相互作用以动量守恒方程中附加源项的形式体现。

液相动量方程表示为:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varepsilon_l \rho_l \mathbf{u}_l) + \nabla \cdot (\varepsilon_l \rho_l \mathbf{u}_l \mathbf{u}_l) = \varepsilon_l \nabla \tau_l + \varepsilon_l \rho_l g - \varepsilon_l \nabla p - \beta(\mathbf{u}_l - \mathbf{u}_s) \quad (1)$$

颗粒相动量方程表示为:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varepsilon_s \rho_s \mathbf{u}_s) + \nabla \cdot (\varepsilon_s \rho_s \mathbf{u}_s \mathbf{u}_s) = -\varepsilon_s \nabla p + \nabla p_s + \varepsilon_s \nabla \tau_s + \varepsilon_s \rho_s g + \beta(\mathbf{u}_l - \mathbf{u}_s) \quad (2)$$

$$\begin{cases} \tau_l = \mu_l \left[\nabla \mathbf{u}_l + (\nabla \mathbf{u}_l)^T - \frac{2}{3} \nabla \mathbf{u}_l \mathbf{I} \right] \\ \tau_s = \xi_s \nabla \mathbf{u}_s \mathbf{I} + \mu_s \left[\nabla \mathbf{u}_s + (\nabla \mathbf{u}_s)^T - \frac{2}{3} \nabla \mathbf{u}_s \mathbf{I} \right] \end{cases}$$

其中 ε_l 、 ε_s 分别表示液相和固相体积分数, 其中 $\varepsilon_l + \varepsilon_s = 1$; ρ_l 、 ρ_s 分别表示液相和固相颗粒密度, g/cm³; $\mathbf{u}_l$ 、 $\mathbf{u}_s$ 分别表示液相和固相速度矢量, m/s; g 表示重力加速度, m/s²; p 表示流体压力, Pa; p_s 表示固相压力, Pa; τ_l 、 τ_s 分别表示液相和固相应力张量, 无量纲; t 表示流动时间, s; β 表示液固相间动量交换系数; μ_l 表示液相黏度, Pa·s; μ_s 表示颗粒相的剪切黏度, Pa·s; $\mathbf{I}$ 表示单位向量; ξ_s 表示颗粒相的体积黏度, 无量纲; T 表示液相温度, K。

三开钻进期间, 2 700 ~ 2 900 m (沙溪庙组中下部) 井段局部失稳, 在钻井液密度为 1.60 g/cm³、排量为 115 L/s 的条件下难以带出较大掉块, 导致环空岩屑浓度一直高于 5%。通过模拟计算, 优化通井排量和钻井液性能, 提高钻井液密度至 1.65 g/cm³, 动塑比由 0.36 提高至 0.41, 并配套采用 2.30 ~ 2.40 g/cm³、黏度滴流的重稠浆举砂 29 次, 顺利钻至 3 611 m 中完。通井划眼困难, 由于扶正器阻挡环空砂屑正常返出, 三扶通井时井底存在 18 m 沉砂, 下入 Ø444.5 mm 牙轮钻头 + 光钻铤钻具组合协同加入可降解纤维的重稠浆强化举砂。

可降解携砂纤维能够缠绕在岩屑颗粒周围并随机分布形成空间网状结构, 有助于岩屑颗粒悬浮和运移, 提升举砂效果。通过评价可降解纤维与重浆的配伍性发现, 可降解纤维在水基重浆中的分散性好, 对其流变性能无影响, 其最优加量为 0.2%, 此时岩屑沉降阻力提高 50% 以上^[16-17]。综合考虑重稠浆黏

切和可泵性,采用含 0.2%~0.5% 可降解携砂纤维的 2.40 g/cm³ 重稠浆举砂,形成多效协同的井眼清洁技术,为大尺寸套管下入奠定了基础。

2.1.1.2 通井钻具刚性模拟技术

下套管通井作业一般采用带扶正器的 BHA (井底钻具组合),从刚性角度评价套管能否安全下入的方法主要是依据 BHA 与套管柱的刚度比 (m)^[18-19]:

$$m = \frac{\sum_{i=1}^n I_{DCi} L_i + \sum_{i=1}^n I_{STi} L_i}{I_{CA} \sum_{i=1}^n L_i} \quad (3)$$

式中 I_{DC} 表示通井钻具底部钻铤惯性矩, $N \cdot m^2$; I_{ST} 表示扶正器惯性矩, $N \cdot m^2$; I_{CA} 表示套管惯性矩, $N \cdot m^2$; L_i 表示第 i 段管柱的长度, m 。当 $m \geq 1$ 时,理论上套管能够安全下入^[20]。

该井三开套管尺寸与刚度较同构造邻井大幅增加 (表 2),套管安全下入难度增大。因此,在三开下套管前的通井作业时,充分考虑了井眼扩大率和套管串下入阻力对通井能力和套管下入的影响^[21-22],逐步增加 BHA 刚度,通井钻具组合如表 3 所示。下套管前最后一趟通井 BHA 与套管柱刚度比为 1.36,经验证能够静放通过,且井底无沉砂,可保障套管安全下入。

表 2 SDCK1 井与邻井上部套管对比表

井号	套管尺寸/mm	套管本体惯性矩/ ($N \cdot m^2$)	下入深度/ m
SDCK1	492.13 + 485.78	0.022	3 608.55
SY001-1	273.05	0.003	4 060.08
SY001-X7	374.65	0.011	3 420.05

表 3 通井钻具组合及其与套管柱刚度对比表

通井趟次	通井钻具组合	刚度比
1	Ø593.73 mm 牙轮钻头 + Ø587 mm 扶正器 ×1 + Ø330.2 mm 钻铤 ×3 + Ø279.4 mm 钻铤 ×3 + Ø254 mm 钻铤 ×3 + Ø228.6 mm 钻铤 ×3 + Ø203.2 mm 钻铤 ×3 + Ø168.3 mm 钻杆	0.96
2	Ø593.73 mm 牙轮钻头 + Ø587 mm 扶正器 ×1 + Ø330.2 mm 钻铤 ×1 + Ø580 mm 扶正器 + Ø330.2 mm 钻铤 ×1 + Ø575 mm 扶正器 ×1 + Ø330.2 mm 钻铤 ×1 + Ø279.4 mm 钻铤 ×3 + Ø254 mm 钻铤 ×3 + Ø228.6 mm 钻铤 ×3 + Ø203.2 mm 钻铤 ×3 + Ø168.3 mm 钻杆	1.24
3	Ø593.73 mm 牙轮钻头 + Ø585 mm 扶正器 ×1 + Ø330.2 mm 钻铤 ×1 + Ø578 mm 扶正器 + Ø330.2 mm 钻铤 ×1 + Ø572 mm 扶正器 ×1 + Ø330.2 mm 钻铤 ×1 + Ø570 mm 扶正器 ×1 + Ø279.4 mm 钻铤 ×3 + Ø254 mm 钻铤 ×3 + Ø228.6 mm 钻铤 ×3 + Ø203.2 mm 钻铤 ×3 + Ø168.3 mm 钻杆	1.36

2.1.2 下套管技术

超大尺寸套管重量大、安全密度窗口窄,安全下入难度大。通过分段优化下套管方式、激动压力精细控制技术^[23-24],下套管期间未发生井漏,套管安全顺利下至设计井深。

2.1.2.1 优化下套管工艺

该井三开设计下入 Ø492.13 mm + Ø485.78 mm 复合套管,壁厚分别为 21.0 mm 和 17.2 mm,套管浮重达 6 113.6 kN。采用常规双吊卡下套管,因后期悬重增加易造成接箍变形,影响丝扣上扣质量和密封性。而卡盘下套管速度慢,且受卡盘通径限制,套管扶正器外径小于双吊卡下套管时的尺寸,这在一定程度上影响套管居中度和固井顶替效率,不利于提高固井质量。综合两种方式优化下套管技术措施,井深 1 600 m 以前采用双吊卡下套管,合理掏空控制浮重小于 100 t,每 3 根套管安放 1 只 Ø580 mm 刚性扶正器;井深 1 600 m 以后采用 1 000 t 卡盘下套

管,控制掏空深度小于 600 m,每 3 根套管安放 1 只 Ø545 mm 刚性扶正器。

2.1.2.2 控制激动压力

套管下放过程中产生的激动压力会造成薄弱地层的有效压力增加,若超过其承压能力上限可能造成井漏。根据井径、钻井液性能计算下套管激动压力为^[25]:

$$p_w = \frac{4KL}{D_{hy}} \left(\frac{2n+1}{3n} \times \frac{12v}{D_{hy}} \right) + \frac{2n+1}{n+1} \times \frac{4L\tau_0}{D_{hy}} \quad (4)$$

式中 p_w 表示激动压力, MPa ; K 表示稠度系数, $Pa \cdot s^n$; L 表示下套管深度, m ; D_{hy} 表示等效水力直径, m ; n 表示流性指数,无量纲; v 表示钻井液上返速度, m/s ; τ_0 表示钻井液屈服值, Pa 。

下套管作业时,为防止遂宁组和井底井漏,严格控制单根套管下放速度 (表 4),遂宁组易漏井段底部 2 200 m 处和井底处当量密度始终控制在 1.70 g/cm³ 以内。

表 4 下套管速度控制参数表

井段 /m	单根套管下放 时间 /s	最大激动压力 /MPa		当量密度 /(g·cm ⁻³)	
		2 200 m	3 611 m	2 200 m	3 611 m
0 ~ 2 000	> 40	1.12	1.12	1.69	1.68
2 000 ~ 3 200	> 50	1.22	1.59	1.70	1.69
3 200 ~ 3 611	> 60	1.18	1.78	1.70	1.70

2.2 全过程井筒压力精细控制技术

三开注水泥期间，安全密度窗口窄，井漏风险高，通过地面流动摩阻压力精细控制技术、固井环空压力实时控制技术^[26-34]，严控固井期间遂宁组承压能力薄弱地层当量循环密度（ECD）（≤ 1.68 g/cm³），确保水泥浆一次性上返。

2.2.1 地面流动摩阻压力控制

2.2.1.1 流动摩阻试验和计算模型优化

三开 Ø492.13 mm + Ø485.78 mm 技术套管采用芯轴式悬挂器，固井工作液通过套管头侧翼阀门及返浆管线返出。以 5 m³/min 大排量注替水泥浆时，返浆管线内液体流速高、摩阻大，计算环空压力时必须考虑其影响。此时，地层承受压力表示为：

$$p_a = p_{ha} + p_{fa} + p_{fpd} \tag{5}$$

式中 p_{ha} 表示环空静液柱压力，MPa； p_{fa} 表示环空循环摩阻，MPa； p_{fpd} 表示地面节流摩阻，MPa。

通井作业期间，开展地面管线流动摩阻实测试验，将通井钻具起至上层套管鞋内，从井口下四通接返浆管线至缓冲罐，并在返浆管线和下四通连接处安装高灵敏度压力计，通过模拟不同施工排量测试流动摩阻。常规固井多采用 Ø50.8 mm 返浆管线，排量超过 3 m³/min 后计算地面流动摩阻大于 4 MPa，固井井漏风险极高。故选用 Ø76.2 mm 返浆管线，分别实测 2 条、4 条管线不同排量下的流动摩阻（图 2），根据实测结果修正管内循环摩阻计算模型。

赫巴模式集幂律模式和宾汉模式特点为一体，能较好地描述工作液在低、中、高排量下的流变行为。三开固井采用变排量注替施工，设计排量为 15 ~ 90 L/s，地面节流摩阻按照赫巴流体圆管结构流动摩阻表示为^[35]：

$$p_{fpd} = \frac{4KL}{D} \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n \left(\frac{8v}{D} \right)^n + \left(\frac{3n+1}{2n+1} \right) \frac{4\tau_0 L}{D} \tag{6}$$

式中 D 表示管线内径，m； n 表示流性指数； v 表示流速，m/s； τ 表示动切力，Pa。图 2 的数据显示，采用赫巴流体圆管结构流动摩阻的计算结果与实测

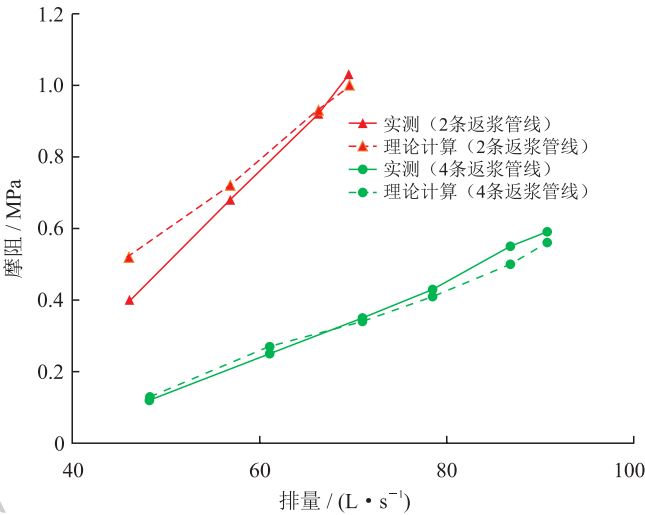


图 2 返浆管线节流试验对比曲线图

吻合度较高。

2.2.1.2 地面回收流程优化

由图 2 可知，若地面配置 2 条返浆管线，当排量达到 69.6 L/s 时，流动摩阻大于 1.00 MPa，而当固井施工排量为 90 L/s 时，则遂宁组薄弱地层 ECD 大于 1.70 g/cm³，易发生井漏。返浆管线采用 Ø76.2 mm 高压软管，并在套管头侧翼阀门出口安装 Y 形三通，设置返浆管线通路为 4 条（图 3），注替水泥浆期间地面流动摩阻低于 0.6 MPa，不会压漏薄弱地层。

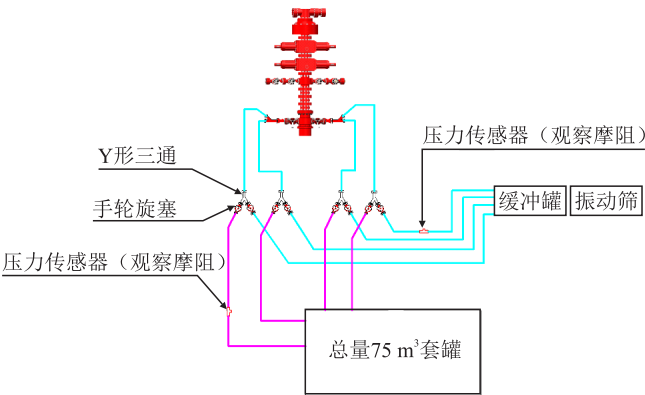


图 3 SDCK1 井三开返浆管线布局图

2.2.2 关键层位 ECD 精细控制

2.2.2.1 环空 ECD 分段控制

考虑地面节流效应后,分段计算环空 ECD,由于本井 1 700 ~ 2 200 m 井段易漏失,3 316 m 至井底气显示活跃,为实现防漏压稳,控制 3 316 m 以深 $ECD \geq 1.65 \text{ g/cm}^3$,2 200 m 以浅 $ECD \leq 1.68 \text{ g/cm}^3$,分段计算结果如表 5 所示。

表 5 SDCK1 井三开环空分段 ECD 计算结果表

排量 / (L · s ⁻¹)	不同井段下的当量密度 /(g · cm ⁻³)			
	1 700 m	2 200 m	3 316 m	3 609 m
65	1.658 ~	1.658 ~	1.655 ~	1.654 ~
	1.684	1.677	1.679	1.692
75	1.659 ~	1.659 ~	1.656 ~	1.655 ~
	1.684	1.677	1.679	1.692

2.2.2.2 基于环空 ECD 实时计算的注水泥实时模拟

为加强注水泥作业全过程井筒压力精准控制,升级固井工程实时模拟监测系统,采集实时注替排量、入井工作液密度,在线计算关键层位 ECD^[36-37],计算过程如图 4 所示。注水泥期间根据 1 700 ~ 2 200 m 和 3 316 ~ 3 609 m 井段的实时 ECD 动态调整施工参数。

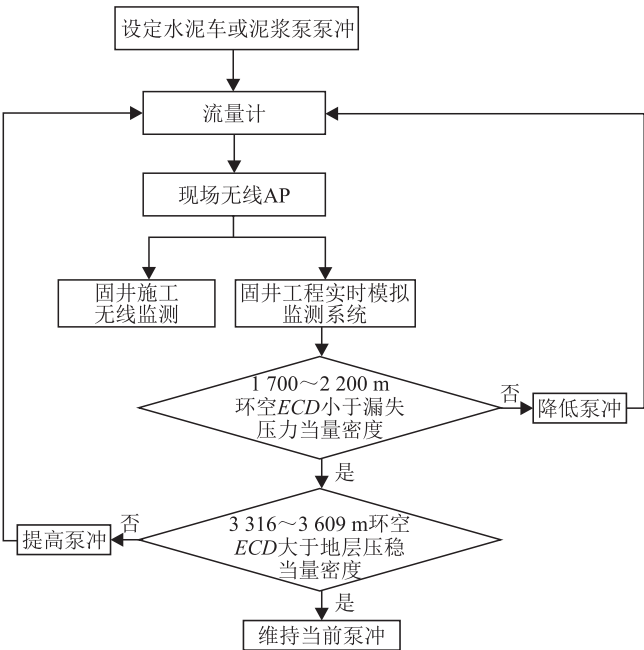


图 4 环空 ECD 动态计算流程图

2.3 超大环空水泥环密封完整性技术

2.3.1 超大环空间隙提高顶替效率技术

该井三开环空间隙 67.26 ~ 70.44 mm,水泥浆

达到紊流顶替需环空返速 3.19 m/s、排量 389.58 L/s,无论是地层承压能力还是泵注设备能力都无法满足。通过优化设计前置液浆柱结构,梯级匹配固井工作液流变性,先导浆动切力<隔离液动切力<缓凝水泥浆动切力,先导浆 n 值<隔离液 n 值<缓凝水泥浆 n 值(表 6),形成高流变级差,保持顶替界面稳定推进,提高顶替效率^[38-43]。使用 CemMaster 固井工程设计软件模拟不同流变情况下顶替界面如图 5 所示,75 L/s 排量下顶替效率为 92%,而常规浆柱结构的顶替效率仅为 83%。

表 6 SDCK1 井三开不同工作液流变参数表

工作液	密度 / (g · cm ⁻³)	流性指数	稠度系数 / (Pa · s ⁿ)	动切力 / Pa
钻井液	1.62	0.78	0.18	6.64
先导浆	1.60	0.45	0.92	9.71
隔离液	1.68	0.55	0.66	10.22
加重冲洗液	1.58	0.55	0.44	7.15
缓凝水泥浆	1.62	0.83	0.78	14.05

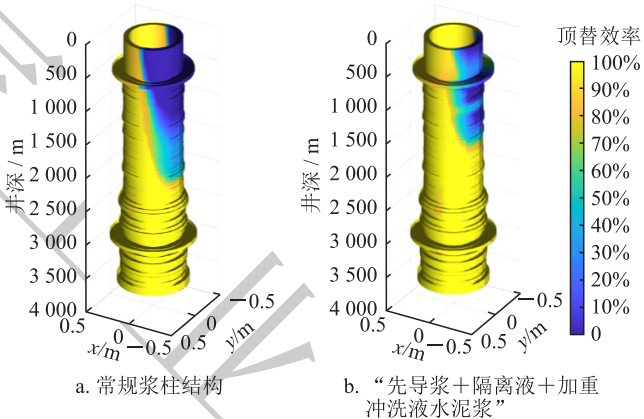


图 5 不同浆柱结构情况下顶替效率模拟结果图

2.3.2 前置液性能优化

水泥浆与有机盐聚合物钻井液相容性差、接触增稠严重,固井安全施工风险极大。在深入分析化学不兼容原因的基础上^[44-45],在隔离液中加入聚羧酸分散剂和螯合剂,利用螯合剂螯合钻井液中的高价金属粒子,防止其与水泥浆中的含羧酸和酰胺基团的降失水剂交联^[46],改善混浆的流动性,同时通过聚羧酸分散剂的“空间位阻”作用,对带正电的水泥颗粒、黏土颗粒进行分散和润滑,进一步改善混浆的流动性,解决水泥浆与钻井液接触增稠严重的问题。水泥浆与钻井液、隔离液按照 7:2:1 的比例混合后稠化时间由 10 min 改善为大于 180 min,保证了施工安全。

以水硬性活性材料、高效分散剂和表面活性剂等为基础，开发活性可固化冲洗液体系，其主要的优势在于，水硬性活性材料为玻璃态矿物，粉磨后的颗粒表面粗糙，其机械研磨作用有利于提高冲洗液对一、二界面虚泥饼的冲洗效率，通过失重法计算二界面虚泥饼冲洗效率由 77.5% 提升至 91.0%（表 7、图 6）。水硬性活性材料在与水泥浆混合后，在 pH 值大于 12 的条件下，与水泥中的 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 生成水化硅酸钙和水化铝酸钙凝胶，提高混浆强度（表 8），水泥浆和活性可固化冲洗液按照 7:3 的比例混浆，70 ℃ 养护 48 h 抗压强度达到 13.6 MPa，较常规冲洗液提高 152%。

表 7 优化前后冲洗液冲洗模拟岩心滤饼的实验数据统计表

岩心与支架重量 /g		冲洗 10 min 后 岩心与支架重量 /g	
造饼前	造饼后	优化前	优化后
1 726.80	1 749.40	1 731.89	1 728.80

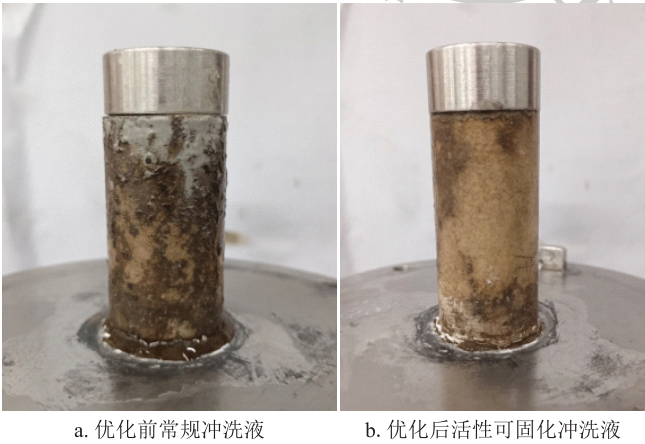


图 6 优化前后冲洗液冲洗模拟岩心照片

表 8 活性可固化冲洗液与水泥不同比例混浆的抗压强度统计表（70 ℃ 养护 48 h）

水泥浆： 冲洗液	混浆固化后的抗压强度 /MPa		抗压强度 提高率
	常规冲洗液	活性可固化冲洗液	
9:1	10.7	20.8	94%
7:3	5.4	13.6	152%
5:5	2.6	7.6	192%

表 9 SDCK1 井三开入井水泥浆主要性能参数表

名称	密度 / (g·cm ⁻³)	流动度 / cm	失水量 (7 MPa、30 min)/mL	稠化时间 (100 Bc)/min	抗压强度 (24 h)/MPa	线性膨胀 率 (7 d)	弹性模量 (7 d)/GPa	流变性	
								流性指数	稠度系数 /(Pa·s ⁿ)
领浆	1.62	22	46	241	21.7	0.03%	4.31	0.73	1.15
尾浆	1.88	23	34	151	33.0	0.03%	4.36	0.73	1.14

2.3.3 水泥浆性能优化

为增强水泥环与界面的胶结质量，提高水泥环密封完整性，三开采用韧性水泥浆体系，水泥浆中加入晶格膨胀剂，补偿大尺寸水泥环的径向收缩，提高胶结质量。此外，进一步加入聚合柔性颗粒和长度为 3 ~ 5 mm 纤维材料，降低水泥石的弹性模量，提高抗拉强度，有效提高水泥环的韧性^[47]。水泥浆性能如表 9 所示。

2.4 内插法固井井口密封

在内插法固井作业时，插头与插座间密封容易失效，轻则会延长施工时间，重则会造成水泥卡钻事故。该井三开固井施工设计排量为 65 ~ 75 L/s、井口最高压力 31.6 MPa，注替施工体量 700 m³，施工时间长，插入管柱振动幅度大，井底插入密封装置易密封失效。为此，研制快速连接井口密封装置（图 7），该装置采用新型压差外膨胀结构密封胶芯，其密封位置可调，能有效实现钻杆与大尺寸套管之间 35 MPa 高压密封，无螺纹的快速连接机构连接方便快捷、承载力大，能有效控制套管内压力对密封胶芯的上顶，确保施工安全。

3 施工效果

SDCK1 井通井期间，根据模拟计算结果优化通井排量和钻井液性能，下入光钻铤钻具组合协同含 0.2% ~ 0.5% 可降解携砂纤维的 2.40 g/cm³ 重稠浆举砂（表 10），返出大量掉块（图 8），有效将沉砂厚度降低至 0.5 m，再用强化刚度的近钻头四扶通井钻具组合通井，短起下验证后垫入黏度滴流的重稠浆，Ø492.13 mm + Ø485.78 mm 套管安全顺利下至设计井深。

套管下到位后下入插管柱，坐封井口密封装置，试压合格。依次注入密度为 1.03 g/cm³ 的前冲洗液 3.3 m³、1.60 g/cm³ 的先导浆 37.0 m³、1.68 g/cm³ 的前隔离液 40.0 m³、1.03 g/cm³ 的前冲洗液 12.3 m³、1.58 g/cm³ 的加重冲洗液 35.7 m³，再注入密度为 1.62 g/cm³ 的领浆 400.0 m³、1.88 g/cm³ 的尾浆 105.0 m³。

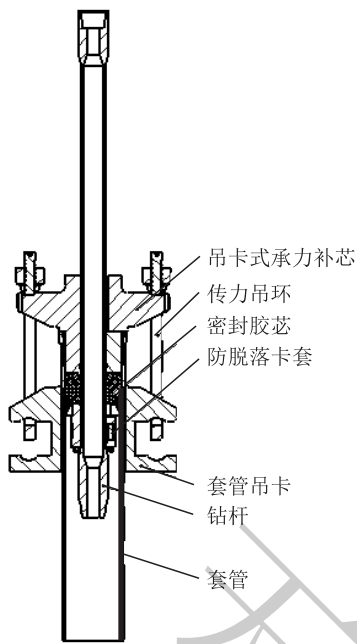


图 7 井口密封装置剖视图

表 10 SDCK1 井三开通井期间重稠浆举砂情况统计表

通井举砂管柱	举砂稠浆密度 / $(\text{g} \cdot \text{cm}^{-3})$	举砂稠浆用量 / m^3	返出岩屑量 / m^3	沉砂厚度 / m
近钻头单扶正器	2.4	40	3.8	18
近钻头三扶正器	2.4	40	0.55	18
单扶正器	2.4	40 + 40 + 40	2.4 + 0.73 + 1.3	18
光钻铤	2.4	50 + 40 + 50 + 50 + 50 + 50 (0.5% 纤维) + 50 (0.3% 纤维) + 85 (0.2% 纤维)	1.1 + 1.1 + 1.0 + 0.6 + 0.9 + 3.3 + 2.8 + 0.9	0.5
近钻头四扶正器通井	—	—	—	0.5



图 8 加入可降解纤维的重稠浆举砂携带出的井下掉块照片

泵替钻井液后期,通过阶段调整泥浆泵泵冲降低排量,控制关键层位 ECD 在安全密度窗口内 (图 9),注替过程中未发生漏失,平均注替排量 $5.4 \text{ m}^3/\text{min}$,累计返出纯水泥浆约 40 m^3 。电测固井质量合格率 98.4%、优质率 91.7% (图 10)。施工效果表明,研究形成的套管安全下入、全过程井筒压力精确控制、超大环空提高顶替效率、超大尺寸固井工具等系列技术,有效保障了 SDCK1 井三开超大尺寸套管的安全下入和环空有效封固。

4 结论及建议

- 1) 下套管前通过优化钻井液性能和循环排量,协同加入可降解携砂纤维的重稠浆举砂保障井筒清洁,配套大于套管柱刚度的 BHA 通井是确保大尺寸套管安全顺利下入的前提。
- 2) 针对大井眼、大环空间隙、窄安全密度窗口固井作业,可通过调整固井工作液流变性能实现高流变级差顶替,促成水泥浆充分充填环空,强化隔离液防污染技术与优化水泥浆综合性能,提高水泥环密封完整性。

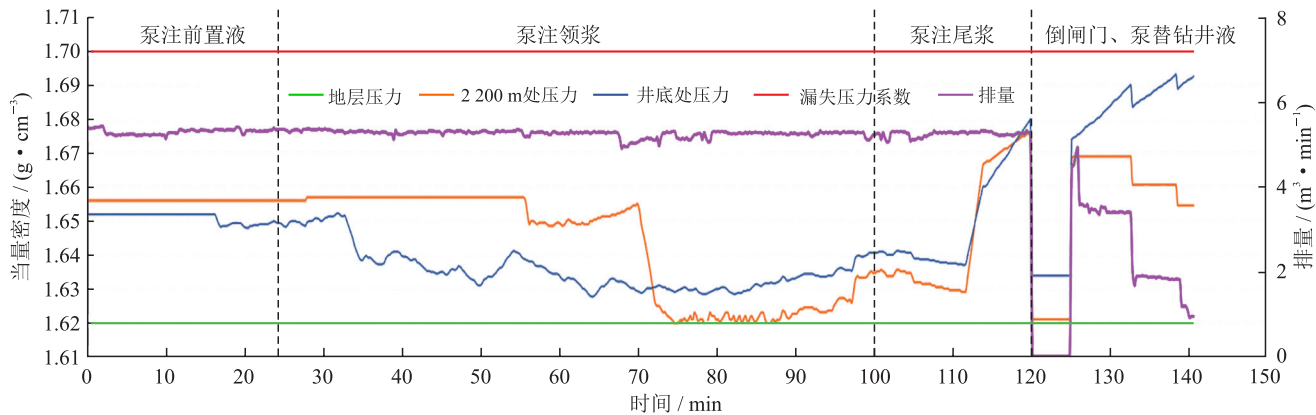


图 9 SDCK1 井三开固井施工过程 ECD 曲线图

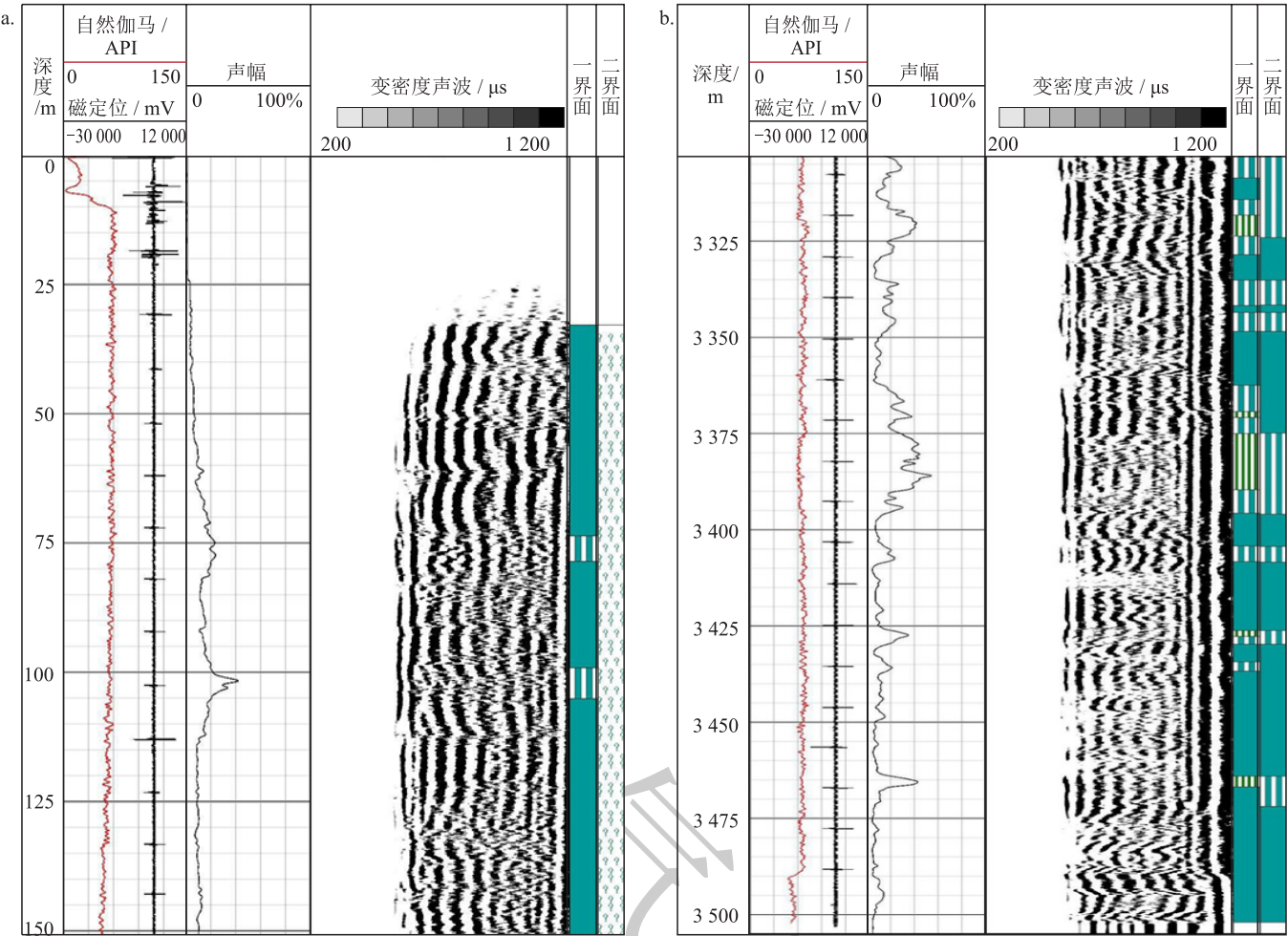


图 10 SDCK1 井三开部分井段固井质量测井解释图

3) 固井施工实时模拟监测方式精细控制关键层位 *ECD*, 加强固井施工过程控制, 可防止注替过程井下垮塌和漏失, 保证水泥浆一次上返成功; 井口密封装置可大幅降低内插法固井密封失效几率, 为深层大尺寸、大排量内插法固井提供了解决方案。

4) 由于大尺寸套管固井水泥浆量大, 人员、设备多, 劳动强度大, 建议加快开发自动化、智能化固井装备, 实时监控注水泥参数, 为固井自动化、智能化提供数据基础。

参 考 文 献

[1] 贾承造, 张永峰, 赵霞. 中国天然气工业发展前景与挑战 [J]. 天然气工业, 2014, 34(2): 1-11.
JIA Chengzao, ZHANG Yongfeng, ZHAO Xia. Prospects of and challenges to natural gas industry development in China[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(2): 1-11.

[2] 赵文智, 窦立荣. 中国陆上剩余油气资源潜力及其分布和勘探对策 [J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(1): 1-5.
ZHAO Wenzhi, DOU Lirong. Potential, distribution and exploration

strategy of petroleum resources remained onshore China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(1): 1-5.

[3] 李剑, 余源琦, 高阳, 等. 中国陆上深层—超深层天然气勘探领域及潜力 [J]. 中国石油勘探, 2019, 24(4): 403-417.
LI Jian, SHE Yuanqi, GAO Yang, et al. Onshore deep and ultra-deep natural gas exploration fields and potentials in China[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(4): 403-417.

[4] 汪海阁, 黄洪春, 毕文欣, 等. 深井超深井油气钻井技术进展与展望 [J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 163-177.
WANG Haige, HUANG Hongchun, BI Wenxin, et al. Deep and ultra-deep oil/gas well drilling technologies: Progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 163-177.

[5] 孙金声, 刘伟, 王庆, 等. 万米超深层油气钻完井关键技术面临挑战与发展展望 [J]. 钻采工艺, 2024, 47(2): 1-9.
SUN Jinsheng, LIU Wei, WANG Qing, et al. Challenges and development prospects of oil and gas drilling and completion in myriametric deep formation in China[J]. Drilling & Production Technology, 2024, 47(2): 1-9.

[6] 万夫磊, 唐梁, 王贵刚. 川西双鱼石构造复杂深井安全快速钻井技术研究与实践 [J]. 钻采工艺, 2017, 40(5): 29-32.
WAN Fulei, TANG Liang, WANG Guigang. Research and application of deep well drilling technique for Shuangyushi structure in West Sichuan[J]. Drilling & Production Technology,

- 2017, 40(5): 29-32.
- [7] 靳建洲, 魏风奇, 艾正青, 等. 超深特深油气井固井关键技术进展[J]. 钻采工艺, 2024, 47(2): 104-112.
JIN Jianzhou, WEI Fengqi, AI Zhengqing, et al. Key technologies for cementing of deep and ultra-deep oil and gas wells[J]. Drilling & Production Technology, 2024, 47(2): 104-112.
- [8] 汪海阁, 张佳伟, 黄洪春, 等. 墨西哥湾万米级特深井钻完井实践与启示[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 12-23.
WANG Haige, ZHANG Jiawei, HUANG Hongchun, et al. Inspiration and practice of drilling and completion in 10 000-meter ultra-deep wells in the Gulf of Mexico[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 12-23.
- [9] 苏义脑, 路保平, 刘岩生, 等. 中国陆上深井超深井钻完井技术现状及攻关建议[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(5): 527-542.
SU Yinao, LU Baoping, LIU Yansheng, et al. Status and research suggestions on the drilling and completion technologies for onshore deep and ultra deep wells in China[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(5): 527-542.
- [10] 刘爱萍, 邓金根. 垂直井筒低黏度液流最小携砂速度研究[J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(1): 31-33.
LIU Aiping, DENG Jingen. Research on critical sand transportation velocity for low Viscosity liquid flow in vertical well-bore[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(1): 31-33.
- [11] 孙万兴, 高飞, 欧阳斌, 等. 深井大尺寸套管固井技术在塔里木油田的应用[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(5): 54-57.
SUN Wanxing, GAO Fei, OUYANG Bin, et al. Application of large size casing cementing technology about deep wells in Tarim Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(5): 54-57.
- [12] 张涛, 王治国, 陈超, 等. 复杂深井固井技术在跃进区块的现场实践[J]. 钻采工艺, 2015, 38(4): 38-40.
ZHANG Tao, WANG Zhiguo, CHEN Chao, et al. Application of cementing technologies in complex and deep wells in the Yuejin Block[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(4): 38-40.
- [13] 周代生, 杨欢, 胡锡辉, 等. 川西双鱼石构造超深井大尺寸井眼钻井提速技术研究[J]. 钻采工艺, 2019, 42(6): 25-27.
ZHOU Daisheng, YANG Huan, HU Xihui, et al. Study on ROP improvement technology for large-size ultra-deep wells at Shuangyushi structure in western Sichuan[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(6): 25-27.
- [14] 敖康伟, 涂思琦, 杨昆鹏, 等. 库车山前大尺寸套管固井技术[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(6): 85-91.
AO Kangwei, TU Siqi, YANG Kunpeng, et al. Cementing technologies with large-size casing in the Kuqa piedmont[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(6): 85-91.
- [15] 覃毅. 内插法固井工具失效典型案例及预防措施[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(6): 114-116.
QIN Yi. Failure typical cases of interpolation cementing tools and preventive measures[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(6): 114-116.
- [16] 蔡明杰, 罗鑫, 陈力力, 等. 万米深井 SDCK1 井超大尺寸井眼钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 87-92.
CAI Mingjie, LUO Xin, CHEN Lili, et al. Ultra-large borehole drilling technologies of 10 000-meter deep well SDCK1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 87-92.
- [17] 孙晓峰, 张克博, 陈烨, 等. 油气钻井岩屑沉降阻力计算模型[J]. 天然气工业, 2018, 38(5): 94-102.
SUN Xiaofeng, ZHANG Kebo, CHEN Ye, et al. Calculation models for settlement resistance of oil and gas well drilling cuttings[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(5): 94-102.
- [18] 肖平, 张晓东, 梁红军, 等. 通井钻具组合刚度匹配研究[J]. 机电产品开发与创新, 2011, 24(3): 33-34.
XIAO Ping, ZHANG Xiaodong, LIANG Hongjun, et al. Study on rigidity matching of the drifting downhole assembly[J]. Development & Innovation of Machinery & Electrical Products, 2011, 24(3): 33-34.
- [19] 李宁, 狄勤丰, 滕学清, 等. 实际井眼中的通井底部钻具组合评价与应用[J]. 钻采工艺, 2019, 42(5): 9-11.
LI Ning, DI Qinfeng, TENG Xueqing, et al. Evaluation and application of drifting BHA used in actual boreholes[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(5): 9-11.
- [20] 刘方义, 高飞, 李若华, 等. 克深 243 井盐膏层大尺寸套管固井技术[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(2): 240-244.
LIU Fangyi, GAO Fei, LI Ruohua, et al. Cementing of large-sized casing through salt and gypsum interbeds in Well Keshen-243[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019, 36(2): 240-244.
- [21] 祝效华, 李文哲, 李柯, 等. 基于管柱动力学的特深井通井组合刚度评价方法与应用[J]. 钻采工艺, 2024, 47(2): 51-58.
ZHU Xiaohua, LI Wenzhe, LI Ke, et al. Stiffness evaluation method and application of BHA for wiper trip in ultra-deep well based on pipe[J]. Drilling & Production Technology, 2024, 47(2): 51-58.
- [22] 张君毅, 陈颖杰, 廖富国, 等. 五探 1 井超深井下套管固井技术实践应用[J]. 钻采工艺, 2019, 42(6): 126-128.
ZHANG Junyi, CHEN Yingjie, LIAO Fuguo, et al. Practice of casing running and cementing in ultradeep Well Wutan 1[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(6): 126-128.
- [23] 邹书强, 王建云, 张红卫, 等. 顺北鹰 1 井 $\varnothing 444.5$ mm 长裸眼固井技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(1): 40-45.
ZOU Shuqiang, WANG Jianyun, ZHANG Hongwei, et al. $\varnothing 444.5$ mm long openhole cementing technology for Well SBY-1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(1): 40-45.
- [24] 兰焜翔, 张兴国, 艾正青, 等. 库车山前固井环空钻井液低剪切流变特性研究[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(6): 55-61.
LAN Kunxiang, ZHANG Xingguo, AI Zhengqing, et al. Research on the rheological properties of drilling fluids in annular space for cementing at low shear rates in Kuqa piedmont[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(6): 55-61.
- [25] 韩付鑫, 樊洪海, 彭齐, 等. 基于赫巴流体的薄弱地层套管下放速度预测[J]. 钻采工艺, 2017, 40(2): 17-19.
HAN Fuxin, FAN Honghai, PENG Qi, et al. Prediction of casing running velocity through weak formation based on Hershel-Buckley flow model[J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(2): 17-19.
- [26] 李枝林, 左星, 乔豁通, 等. 全过程精细控压钻完井技术研究进展及展望[J]. 钻采工艺, 2024, 47(4): 120-131.
LI Zhilin, ZUO Xing, QIAO Huotong, et al. Research progress and prospect of whole process managed pressure drilling and completion technology[J]. Drilling & Production Technology, 2024, 47(4): 120-131.
- [27] 孙翊成, 蒋林, 刘成钢. 精细控压固井技术在川渝及塔里木盆地的应用[J]. 钻采工艺, 2022, 45(3): 15-19.
SUN Yicheng, JIANG Lin, LIU Chenggang. Precise managed pressure cementing technology application in Sichuan, Chongqing

- and Tarim Basin[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(3): 15-19.
- [28] 刘金璐, 李军, 李辉, 等. 控压固井注入阶段井筒压力预测模型[J]. *钻井液与完井液*, 2024, 41(2): 231-238.
- LIU Jinlu, LI Jun, LI Hui, et al. A model for predicting wellbore pressure during the managed pressure cementing injection stage[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2024, 41(2): 231-238.
- [29] 刘洋, 陈敏, 吴朗, 等. 四川盆地窄密度窗口超深井控压固井工艺[J]. *钻井液与完井液*, 2020, 37(2): 214-220.
- LIU Yang, CHEN Min, WU Lang, et al. Managed pressure well cementing techniques for wells with narrow safe drilling windows in Sichuan Basin[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2020, 37(2): 214-220.
- [30] 鲜明, 陈敏, 余才俊, 等. 动态平衡固井技术与实践[J]. *钻井液与完井液*, 2017, 34(6): 73-78.
- XIAN Ming, CHEN Min, YU Caijun, et al. Technology of well cementing under dynamically balanced pressure and its application[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2017, 34(6): 73-78.
- [31] 马勇, 郑有成, 徐冰青, 等. 精细控压压力平衡法固井技术的应用实践[J]. *天然气工业*, 2017, 37(8): 61-65.
- MA Yong, ZHENG Youcheng, XU Bingqing, et al. Application precise MPD & pressure balance cementing technology[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(8): 61-65.
- [32] 晏凌, 吴会胜, 晏琰. 精细控压钻井技术在喷漏同存复杂井中的应用[J]. *天然气工业*, 2015, 35(2): 59-63.
- YAN Ling, WU Huisheng, YAN Yan. Application of precise MPD in kick & loss wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(2): 59-63.
- [33] 刘金璐, 李军, 何举涛, 等. 控压固井注入阶段流体密度和流变性分段预测方法[J]. *石油钻探技术*, 2024, 52(1): 45-53.
- LIU Jinlu, LI Jun, HE Jutao, et al. A segmented prediction method for fluid density and rheology during managed pressure cementing injection stage[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2024, 52(1): 45-53.
- [34] 曾义金. 中国石化深层超深层油气井固井技术新进展与发展建议[J]. *石油钻探技术*, 2023, 51(4): 66-73.
- ZENG Yijin. Novel advancements and development suggestions of cementing technologies for deep and ultra-deep wells of Sinopec[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2023, 51(4): 66-73.
- [35] 樊洪海, 彭齐, 腾学清, 等. 不同流变模式钻井流体圆管层流压耗的通用精确算法[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2014, 38(1): 70-74.
- FAN Honghai, PENG Qi, TENG Xueqing, et al. A high precision method for calculating laminar pressure drop of drilling fluid in pipe flow with different rheological models[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2014, 38(1): 70-74.
- [36] 郑杜建, 陈宇豪, 邹传元, 等. 塔里木盆地深井超深井分级固井新技术与应用[J]. *钻采工艺*, 2023, 46(5): 29-34.
- ZHENG Dujian, CHEN Yuhao, ZOU Chuanyuan, et al. New technology of stage cementing and its application in permian in Tarim Basin[J]. *Drilling & Production Technology*, 2023, 46(5): 29-34.
- [37] 刘世彬. 固井无线监测与智能决策系统开发与应用[J]. *钻采工艺*, 2023, 46(6): 41-46.
- LIU Shibin. Development and application of cementing wireless monitoring and intelligent decision making system[J]. *Drilling and Production Technology*, 2023, 46(6): 41-46.
- [38] CHEN Zhongming, CHAUDHARY S, SHINE J. Intermixing of cementing fluids: Understanding mud displacement and cement placement[C]//IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. Fort Worth: SPE, 2014: SPE-167922-MS.
- [39] 陈力力, 郭建华, 刘森, 等. 提升偏心环空注水泥顶替效率的浆柱结构优化分析[J]. *钻井液与完井液*, 2023, 40(1): 103-110.
- CHEN Lili, GUO Jianhua, LIU Sen, et al. Optimization analysis of slurry column structure to improve cement displacement efficiency in eccentric annulus[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2023, 40(1): 103-110.
- [40] 杨谋, 唐大千, 袁中涛, 等. 固井注水泥浆顶替效率评估的新模型[J]. *天然气工业*, 2019, 39(6): 115-122.
- YANG Mou, TANG Daqian, YUAN Zhongtao, et al. A new model for evaluating the displacement efficiency of cement slurry[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(6): 115-122.
- [41] 沈勇, 康世柱, 王刚, 等. 乌东1井大环空井眼固井实践[J]. *钻井液与完井液*, 2010, 27(5): 81-83.
- SHEN Yong, KANG Shizhu, WANG Gang, et al. Technology for cementing in large annulus of Well Wudong[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2010, 27(5): 81-83.
- [42] 闫振峰, 魏凯, 翟晓鹏, 等. 基于二维螺旋周向涡流的破碎性油气层固井新技术[J]. *天然气工业*, 2023, 43(5): 71-77.
- YAN Zhenfeng, WEI Kai, ZHAI Xiaopeng, et al. A new cementing technology based on two-dimensional spiral circumferential vortex for fragile oil and gas layers[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(5): 71-77.
- [43] 刘开强, 郑友志, 冯予淇, 等. 深井固井水泥浆凝固阶段的传压效率时变规律[J]. *天然气工业*, 2024, 44(8): 125-132.
- LIU Kaiqiang, ZHENG Youzhi, FENG Yuqi, et al. Change laws of pressure transferring efficiency over time in the setting stage of cement slurry in deep wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(8): 125-132.
- [44] SHE Chaoyi, MA Yong, GUO Jianhua, et al. Study on the compatibility of acrylic acid-acrylamide-diethyldiallyl ammonium chloride copolymer with cement slurry in CO₂ environment[J]. *ACS Omega*, 2024, 9(33): 35695-35702.
- [45] 李晓春, 李宁, 刘锐, 等. 有机盐钻井液与水泥浆接触污染机理探讨及防止对策[J]. *钻采工艺*, 2019, 42(6): 102-104.
- LI Xiaochun, LI Ning, LIU Rui, et al. Research on contact contamination mechanism between cement slurry and organic salt drilling fluid and assessment of preventive measures[J]. *Drilling & Production Technology*, 2019, 42(6): 102-104.
- [46] 李明, 杨雨佳, 李早元, 等. 固井水泥浆与钻井液接触污染作用机理[J]. *石油学报*, 2014, 35(6): 1188-1196.
- LI Ming, YANG Yujia, LI Zaoyuan, et al. Mechanism of cement contamination by drilling fluid[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(6): 1188-1196.
- [47] 孙家上, 田国强, 金海生, 等. 一种油井水泥用复合增韧材料的研发与应用[J]. *复杂油气藏*, 2024, 17(2): 232-237.
- SUN Jiashang, TIAN Guoqiang, JIN Haisheng, et al. Development and application of a composite toughening material for oil well cement[J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2024, 17(2): 232-237.

