

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2019012

中短半径井眼固井防砂一体化管柱研究与试验

郝宙正, 左 凯, 刘禹铭, 李 宁, 魏爱拴, 王明杰

(中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司, 天津 300452)

摘 要: 为了解决渤海油田中短半径裸眼井固井防砂一体化作业无适用管柱的问题, 针对渤海油田的开发情况与技术现状, 设计了一套适用于中短半径井眼的固井防砂一体化管柱, 对其安全性、通过性的分析结果发现: 该管柱在下入过程中不会出现螺旋弯曲, 安全性达到了要求; 可以顺利通过最大狗腿度为 $19.28^{\circ}/30\text{ m}$ 、曲率半径为 89.20 m 的井眼。试验井试验和现场试验均表明: 中短半径井眼固井防砂一体化管柱的安全性和通过性达到了设计要求, 能实现一趟钻完成上部井段固井作业和下部储层段选择性固井和砾石充填防砂作业的功能, 能够满足渤海油田中短半径裸眼井实施固井防砂一体化作业的需求。

关键词: 中短半径; 固井; 防砂; 现场试验; 渤海油田; CFD12-2B18H1 井

中图分类号: TE52 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2019)02-0099-06

Research and Testing of the Integrated String for Cementing and Controlling Sand in a Medium-Short Radius Wellbore

HAO Zhouzheng, ZUO Kai, LIU Yuming, LI Ning, WEI Aishuan, WANG Mingjie

(CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co., Tianjin, 300452, China)

Abstract: In order to solve the problem that there is no applicable integrated cementing/sand control pipe string for a medium-short radius open hole in Bohai Oilfield, a set of such pipe string suitable for medium-short radius wellbore was designed based on development and technical status of Bohai Oilfield, which analyzed its safety and passability. The results suggested that this pipe string would not spirally bend in the process of running in hole, the safety could be acceptable, and it could smoothly pass through the wellbore with a maximum dogleg of $19.28^{\circ}/30\text{ m}$ and curvature radius of 89.20 m . Both the results of testing well and field test showed that the safety and passability of the integrated cementing/sand control pipe string for the medium-short radius open hole met the requirement of design. They also demonstrated that the cementing of the upper hole section and the selective cementing/gravel packing sand control of lower reservoir section can be achieved in one run, which can fulfill the integrated cementing/sand control for the medium-short radius open hole in Bohai Oilfield effectively.

Key words: medium- short radius; cementing; sand control; field testing; Bohai Oilfield; Well CFD12-2B18H1

渤海油田的一些区块已进入开发中后期, 开发效果逐渐变差, 部分区块产量年递减率达到 $8\% \sim 10\%$, 严重影响了渤海油田的经济效益。为了有效治理低产低效井, 渤海油田引进了固井防砂一体化技术^[1-3]。该技术可有效开发老井未受控面积内的剩余油, 降低钻井成本, 有效规避浅层防碰风险和复杂地层作业风险。

固井防砂一体化技术作为一种治理低产低效井的技术措施, 国内对其的研究始于 20 世纪 90 年代初, 经过多年的发展, 大庆油田、大港油田及胜利油田等已有该技术成功应用的案例。固井防砂一体化

施工工艺有 2 类: 1) 不钻塞筛管顶部注水泥防砂工艺, 在裸眼内下入筛管, 油层以上井段采用内管法通过分级箍进行注水泥作业, 封固裸眼段复杂地层; 2) 需要钻塞的筛管顶部注水泥防砂完井工艺, 防砂筛管随生产套管下入, 套管与防砂筛管之间为

收稿日期: 2018-05-23; 改回日期: 2018-12-04。

作者简介: 郝宙正 (1984—), 男, 天津人, 2008 年毕业于中北大学机械设计制造及其自动化专业, 工程师, 主要从事钻井工艺及工具研发工作。E-mail: haozhzh@cnooc.com.cn。

基金项目: 中国海洋石油总公司科技项目“完井防砂系列工具研制 III 期” (编号: CNOOC-KJ135KJXMNFGJ2016-01) 资助。

固井分级箍,分级箍与防砂筛管间用管外封隔器封固固井段与防砂段,防砂筛管与套管下至设计位置后,套管内投固井胶塞,通过分级箍进行注水泥作业,候凝结束需要进行钻塞作业。这2类施工工艺均只能进行简易防砂,不能进行砾石充填防砂,作业时间较长,且没有适用于中短半径裸眼井的管柱。为此,笔者针对渤海油田开发情况与技术现状,设计了一套适用于中短半径井眼的固井防砂一体化管柱,可以实现一趟钻完成上部井段的固井作业和下部储层段选择性固井及砾石充填防砂作业,作业结束后通过投放钻杆胶塞实现了钻杆清洁和碰压显示,无需钻除水泥塞,可避免水泥浆对储层的污染。

1 固井防砂一体化管柱

适用于中短半径井眼的固井防砂一体化外管柱主要由顶部防回流固井总成、中部隔离总成和底部导流充填总成组成,如图1所示。

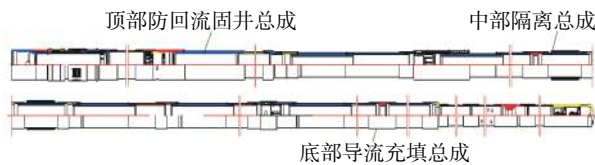


图1 固井防砂一体化外管柱

Fig. 1 Integrated cementing/sand control outer pipe string

1.1 顶部防回流固井总成

顶部防回流固井总成由外层工具和内层工具组成:外层工具主要包括顶部封隔器、循环滑套、防回流固井滑套和快速接头等;内层工具由坐封工具、送入工具、转换工具、平衡机构、充填/固井总成、选择性单向阀、选择定位器等组成(见图2)。为了保证固井质量,避免因固井滑套关闭失效导致的水泥回流,采用带单向阀的防回流固井滑套总成,固井作业过程单向阀打开,水泥浆经单向阀至固井段,固井作业结束后单向阀永久关闭,有效保证了固井作业的安全性。研制了一种钻杆碰压阀(见图3),可满足大排量正循环和反循环清洗残余水泥浆作业,当注水泥作业结束后,投放钻杆胶塞使飞镖头与碰压心锁紧,通过钻杆缓慢加压至9 MPa 剪断销钉,活塞下移,建立清洗循环通道,以保证固井作业结束后钻杆内壁无残余的水泥浆,确保固井作业安全^[4]。

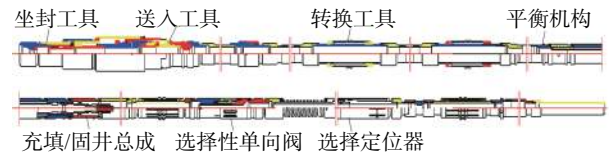


图2 固井防砂一体化内管柱

Fig. 2 Integrated cementing/sand control inner pipe string

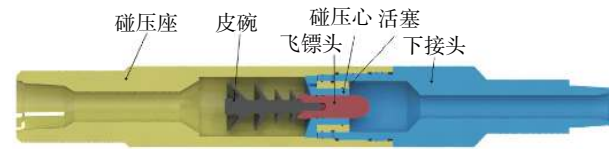


图3 钻杆碰压阀

Fig. 3 Drill pipe pressure valve

1.2 中部隔离总成

中部隔离总成由2组水力扩张式封隔器组成,该封隔器以膨胀胶筒为密封单元,并配有组合阀系,可实现油、气、水井的永久密封,其中膨胀胶筒采用外径178.2 mm的薄壁胶筒,可以满足 $\phi 193.2 \sim \phi 248.2$ mm中短半径井眼的通过性要求。

1.3 底部导流充填总成

为了保证充填滑套内部的清洁,减轻砂浆对裸眼井壁的直接冲刷,降低地层坍塌和局部变形可能造成堵塞和充填失败的风险,采用带导流罩的充填滑套总成(见图4)。充填作业之前该滑套总成处于开启状态,始终保持静液柱压力对裸眼井壁的作用,以防止井壁坍塌;充填过程中^[5-6]砂浆流经导流罩将径向流动变为切线流动,以减轻砂浆对裸眼井壁的冲刷,保证充填效果和作业安全。充填筛管选用外径160.5 mm,内径124.2 mm的绕丝筛管,中心管选用 $\phi 101.6$ mm冲管,冲筛比0.818,裸眼井壁内径220.9 mm,砂环厚度30.2 mm。

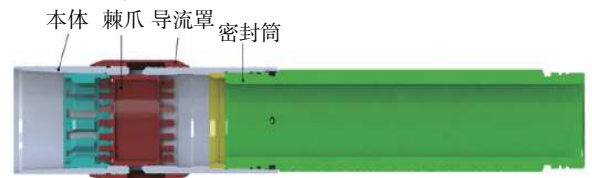


图4 导流充填滑套总成

Fig. 4 Diversion packing sliding sleeve assembly

2 管柱功能性评价

管柱功能性是指管柱通过曲率变化井段的能力^[7],

管柱下入过程中, 由于井眼曲率和管柱刚性的影响, 管柱下入时遇阻视为不适用。为了验证固井防砂一体化管柱在中短半径井眼中的通过能力, 笔者分析了固井防砂一体化管柱在工况相对复杂井眼中的受力情况, 计算了管柱可通过的最大井眼曲率和管柱局部部件的刚性长度, 并选择了施工参数。计算分析所用参数: 井眼直径 220.9 mm, 井深 3 532.00 m, 垂深 2 542.00 m, 最大井斜角 90°, 最大狗腿度 15°/30m, 水平段长 380.00 m, 管柱最大外径 218.5 mm, 防回流固井滑套外径 200.00 mm, 扩张式封隔器外径 178.2 mm, $\phi 139.7$ mm 盲管长度 520.00 m, $\phi 160.5$ mm 筛管长度 400.00 m。

2.1 管柱安全性分析

针对中短半径井眼曲率大的特点, 模拟在最大狗腿度 15°/30 m 的裸眼井段中下入外径 218.5 mm、内径 47.00 mm 的双层复合管串, 由于裸眼井段井壁存在不确定性, 固井防砂一体化管柱在下入过程中的受力情况较为复杂, 但摩擦阻力是影响管柱下入的重要因素^[8], 采用 Landmark 软件的刚性模型计算管柱下入时的摩擦阻力, 分析管柱的应力。模拟所用参数: 大钩载荷 250 kN, 完井液密度 1.03 kg/L, 套管内壁的摩擦系数为 0.1~0.3, 裸眼井段的摩擦系数为 0.2~0.3, 固井段长 400.00 m, 充填段长 400.00 m。

计算结果显示: 固井防砂一体化管柱下入过程中的最大悬重为 850 kN, 上提过程的最大悬重为 1 360 kN, 且上提、下放过程未出现螺旋弯曲现象; 在下入过程中, 其在不同摩擦系数下的悬重曲线趋势一致, 变化幅度有限, 且未出现螺旋弯曲现象。

分析固井防砂一体化管柱入井时的应力发现: 在下入过程中, 其所受的最大应力出现在井深 2 970.00 m (狗腿度 15°/30m) 处, 最大侧向力为 12.5 kN; 在上提过程中, 其所受的最大应力出现在井深 2 000.00 m (狗腿度 15°/30m) 处, 其最大侧向力为 36.5 kN, 经计算其在该处的等效侧应力为 133 MPa, 低于材料的许用屈服强度 651 MPa, 且管柱上提下放时转速为 0 r/min, 不承受扭矩载荷。

2.2 管柱通过性分析

2.2.1 可通过最大井眼曲率

对于井眼曲率较大的井, 管柱下放时既要能克服下入摩擦阻力, 还要能保证管柱能通过的最大井眼曲率大于实钻井眼曲率。井眼曲率是决定管柱在弯曲段通过性的重要参数, 一般井眼曲率越大, 管柱的磨损越严重, 管柱损毁的风险越大。因此, 在

这种情况下需要判断管柱在最大井眼曲率处的可通过性^[9-11], 计算其可通过的最大井眼曲率。

管柱可通过的最大井眼曲率公式为:

$$C_m = \frac{\sigma_s}{59.9D_0K_1K_2} \quad (1)$$

式中: C_m 为允许通过最大井眼曲率, (°)/30m; σ_s 为管柱材料的屈服强度, MPa; D_0 为管柱外径, m; K_1 和 K_2 为安全系数和应力集中系数, API 推荐 K_1 取 1.8、 K_2 取 3.0, IADC 推荐 K_1 取 1.2~1.25、 K_2 取 2.0~2.5。

在管柱实际下入过程中, 管柱在弯曲井段的通过性会受到轴向力的影响。在不同轴向力作用下, 管柱可承受的最大弯曲应力也随之变化, 轴向力越大, 其可承受的最大弯曲应力越小。考虑轴向力作用时, 管柱允许通过的最大井眼曲率为:

$$C_{mp} = 16.693 \frac{F_j - F_e}{D_0KA} \quad (2)$$

式中: C_{mp} 为考虑轴向力作用时允许通过最大井眼曲率, (°)/30m; F_j 为套管螺纹抗拉强度, kN; F_e 为有效轴向力, kN; D_0 为管柱外径, cm; A 为管柱横截面积, cm^2 ; K 为综合考虑安全和螺纹应力集中等因素的系数, 取 1.65。

综上所述, 判断管柱能否安全通过弯曲井段的关系式为:

$$\min\{C_{mAPI}, C_{mIADC}, C_{mp}\} \geq C_{mh} \quad (3)$$

式中: C_{mAPI} 为不考虑轴向力时 API 推荐允许通过最大井眼曲率, (°)/30m; C_{mIADC} 为不考虑轴向力时 IADC 推荐允许通过最大井眼曲率, (°)/30m; C_{mh} 为推荐允许通过最大井眼曲率, (°)/30m。

经计算, 当管柱最大外径 D_0 为 0.190 m, 管柱材料屈服强度 σ_s 为 686 MPa 时, C_{mAPI} 为 11.16°/30m, C_{mIADC} 为 19.28°/30m, C_{mp} 为 10.01°/30m, 很明显在考虑轴向力时, 管柱可通过的最大井眼曲率 C_{mp} 小于 C_{mAPI} 和 C_{mIADC} 。

2.2.2 管柱相容性

管柱在下入过程中除考虑力学问题外, 还存在几何问题, 即管柱刚度太大导致下入过程中遇阻。

考虑井下管柱变形受到井眼的限制, 笔者基于刚性条件下的约束几何模型(见图 5), 计算防回流固井滑套等刚性结构可通过的最大井眼曲率半径和特定井眼曲率下可通过的最大不可弯曲长度, 如局部刚性部件的实际长度小于管柱最大允许通过刚性

长度,则可推断该管柱的局部部件在下入过程不会中途遇阻,是否可以安全下入。

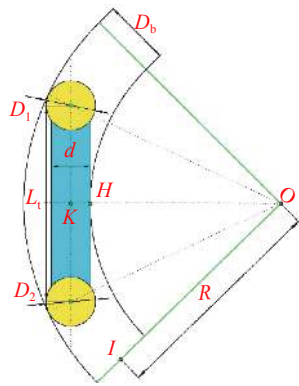


图5 刚性部件通过井眼曲率的约束几何模型

Fig.5 Constrained geometric model of the rigid part passing through the curvature of wellbore

管柱的刚性部件通过弯曲井眼的长度,根据实测井眼数据和管柱尺寸求得,计算公式为:

$$L_t = \sqrt{\left(R + \frac{D_b}{2} - \frac{D_1}{2}\right)^2 - \left(R - \frac{D_b}{2} + \frac{d}{2}\right)^2} + \sqrt{\left(R + \frac{D_b}{2} - \frac{D_2}{2}\right)^2 - \left(R - \frac{D_b}{2} + \frac{d}{2}\right)^2} \quad (4)$$

其中

$$R = \frac{5400}{n\pi} \quad (5)$$

式中: L_t 为可通过的刚性长度, m; R 为井眼的曲率半径, m; D_b 为井眼直径, m; D_1 为刚性部件的上部直径, m; D_2 为刚性部件的下部直径, m; d 为刚性部件的中部直径, m; n 为井眼狗腿度, ($^\circ$)/30m。

经分析计算,固井防砂一体化管柱可通过的最大狗腿度为 $19.28^\circ/30\text{m}$, 井眼曲率半径为 89.20 m , 求得此时可通过的刚性长度为 3.48 m , 大于防回流固井滑套(长度 0.84 m)和扩张式封隔器(长度 3.02 m)的刚性长度,表明固井防砂一体化管柱局部部件具有较好的通过性。

2.3 施工参数选择

笔者以渤海油田某油井为例,利用水平井砾石充填数值模拟软件 Open Horizontal Gravel Pack 模拟了充填排量与沙丘比的关系(结果见图6;其中,沙丘比为 Alpha 波充填埋高与井眼直径之比,反映充填效果),根据模拟结果选择施工参数。模拟时用到的基础数据:井深 2320.00 m ,垂深 1397.00 m ,最大井斜角 92.02° ,充填段长度 100.00 m ,固井段长度

400.00 m ,井眼直径 220.9 mm ,筛管外径 160.5 mm ,冲管外径 101.6 mm ,管柱内表面粗糙度 0.1016 mm ,流体密度 1.08 kg/L ,充填砂砾密度 2.71 kg/L ,流体黏度 $1.0\text{ mPa}\cdot\text{s}$,砂比 0.5 ,返出比 0.9 。

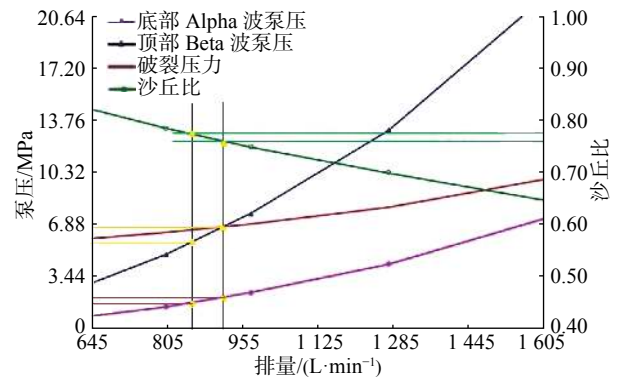


图6 充填排量与沙丘比的关系曲线

Fig.6 Relationship curves between packing flowrate and sand dune ratio

由图6可以看出:满足 Alpha 波正常推进^[12]时的最小循环排量为 856 L/min ;该井地层破裂临界点对应的最大施工压力为 6.78 MPa ;在保证充填过程中地层稳定的前提下, Beta 波最大循环排量为 922 L/min 。根据图6选择施工参数:充填排量为 $856\sim 922\text{ L/min}$, Alpha 波泵压变化区间 $1.72\sim 2.15\text{ MPa}$, Beta 波泵压变化区间 $5.96\sim 6.78\text{ MPa}$,沙丘比 $0.76\sim 0.77$ 。

3 试验井试验

3.1 管柱功能测试

在试验井 JJSY-2H 井下入 $\phi 215.9\text{ mm}$ 固井防砂一体化管柱,测试该管柱各功能状态下的循环排量和压力,结果见表1。JJSY-2H 井完钻井深 1808.00 m ,顶部封隔器位于井深 1410.00 m 处,扩张式封隔器位于井深 1568.97 m 处, $1400.00\sim 1799.00\text{ m}$ 井段为水平段,固井防砂一体化管柱下至井深 1589.90 m 。固井防砂一体化管柱防回流固井总成长度为 11.07 m ,固井段套管长度为 113.80 m ,导流充填总成长度为 18.90 m ,充填筛管长度为 25.00 m 。

根据现场设备作业要求,充填和注水泥时的循环压力必须小于 35.00 MPa ,反循环和清洗水泥时的循环压力必须小于 21.00 MPa 。由表1可以看出,充填时的最大循环压力为 13.00 MPa ,注水泥时的最大循环压力为 6.50 MPa ,反循环时的最大循环压力为 12.00 MPa ,清洗水泥时的最大循环压力为 7.00 MPa ,

表 1 固井防砂一体化管柱各功能状态下的循环排量和压力测试结果

Table 1 Circulation flowrate and pressure test of integrated cementing/sand control inner pipe string under each functional state

排量/(L·min ⁻¹)	下入时循环压力/MPa	充填循环压力/MPa	反循环压力/MPa	注水泥循环压力/MPa	清洗水泥循环压力/MPa
160		0.32			
300			0		0
600	0.30	1.12	0	2.80	0
900	0.40	2.60	3.80	4.20	0
1 000		5.80	5.00	4.30	0
1 200		10.00		4.50	
1 400			10.20	4.80	5.30
1 500		13.00		5.50	
1 600			12.00		
2 000				6.50	7.00

各工况下的循环压力均小于现场设备作业要求, 各项功能测试合格。

3.2 井眼通过性测试

在试验井 JJSY-4 井下入 $\phi 215.9$ mm 固井防砂

一体化管柱, 通过模拟该管柱井下使用工况, 验证其通过窗口和不同狗腿度裸眼段的可行性, 同时测量通过窗口和不同狗腿度裸眼段时的摩擦阻力, 结果见表 2。JJSY-4 井完钻井深 812.00 m, 最大井斜角 68.20°, 最大狗腿度 16.15°/30m。

表 2 管柱过窗口和不同狗腿度裸眼段的摩擦阻力

Table 2 Frictional resistance of the pipe string passing through the window and the open hole section with different doglegs

试验次序	通过窗口前的悬重/kN		通过窗口时的摩擦/kN		狗腿度/(°)·(30 m) ⁻¹	摩擦/kN	
	下放	上提	下放	上提		下放	上提
第 1 次	350	360			5.43	5~10	5~10
第 2 次	350	360			10.11	10~15	5~15
第 3 次	350	360	5~10	5~10	12.52	20~30	5~15
第 4 次	350	360			15.49	30~40	8~18
第 5 次	350	360			16.15	30~45	8~18

由表 2 可以看出: $\phi 215.9$ mm 固井防砂一体化管柱通过窗口时的下放摩擦为 5~10 kN, 无明显遇阻现象, 且小于通过窗口前管柱下放悬重 (350 kN), 表明该管柱可顺利通过窗口; 该管柱在裸眼段的最大下放摩擦为 45 kN, 最大上提摩擦为 18 kN, 无明显遇阻现象, 且最大下放摩擦小于通过窗口前的下放悬重 (350 kN), 表明该管柱可顺利通过最大狗腿度为 16.15°/30m 的裸眼段。

4 现场试验

固井防砂一体化管柱在渤海油田 CFD12-2B18H1

井进行了现场试验, 该井裸眼段长度为 229.00 m, 充填段长度为 195.00 m, 最大井斜角为 90.00°, 最大狗腿度为 4.44°/30m。该井固井防砂一体化施工工序为: 在井口将内外层管柱连接好, 用钻杆将其下至设计井深, 用盐水正循环将裸眼段钻井液顶替至顶部封隔器以上 100.00 m; 在井口投球坐封顶部封隔器, 测试悬挂载荷, 然后送入工具脱手并上提 0.60~0.90 m 验封顶部封隔器 (13.70 MPa), 同时坐封中部隔离总成的扩张式封隔器; 确认反循环位置, 在该位置导通反循环流程并进行反循环测试, 循环排量 800~1 400 L/min, 泵压 3.80~10.20 MPa; 确认充填位置, 在该位置导通正循环流程并关闭防

喷器进行正循环测试,循环排量 220~1 113 L/min,泵压 0.93~7.10 MPa;正循环测试结束后,进行砾石充填作业,充填排量 880~980 L/min,泵压 3.35~3.45 MPa,脱砂压力 13.50 MPa;充填作业结束后,上提管柱至反循环位置进行冲砂作业;冲砂作业结束后,上提管柱确认注水泥位置,进行注水泥作业,注入排量 550~1 110 L/min,泵压 4.80~6.53 MPa;注水泥结束后,投钻杆胶塞,加压至 5 MPa,带压上提 1.50 m 至冲洗水泥位置,加压至 9.00 MPa 打开循环通道冲洗多余水泥,冲洗排量 1 460~1 993 L/min,泵压 5.30~7.00 MPa;起钻,作业结束。

该井 $\phi 215.90$ mm 固井防砂一体化管柱顺利下入到最大狗腿度为 $4.44^\circ/30\text{m}$ 的水平裸眼井段中,且顺利完成了砾石充填和固井作业,砾石充填效率 102.19%,实现了一趟钻完成水平裸眼井段砾石充填和固井作业。

5 结论及建议

1) 针对目前渤海油田的开发情况,设计了一套满足中短半径井眼的固井防砂一体化管柱,利用该管柱可实现一趟钻完成上部井段和下部储层段选择性固井和砾石充填防砂作业。

2) 现场试验表明,中短半径井眼固井防砂一体化管柱为渤海油田治理低产低效井、提高开发效益提供了一种新方法。

3) 为进一步增长充填段长度,以满足更广泛的作业需求,应研发适用不同井径的固井防砂一体化管柱。

参 考 文 献

References

- [1] 彭汉修,田启忠,李海涛.侧钻水平井完井技术研究与应[J].石油天然气学报,2011,33(2):135-137.
PENG Hanxiu, TIAN Qizhong, LI Haitao. Application of sidetracked horizontal well completion techniques[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(2): 135-137.
- [2] 杜长全.侧钻水平井不固井防砂完井工艺实践[J].石化技术,2015(3):187.
DU Changquan. Application of sand prevention completion well technology of sidetrack horizontal well without cementation[J]. Petrochemical Industry Technology, 2015(3): 187.
- [3] 魏爱栓,陈胜宏,许杰,等.海上油田固井防砂一体化技术[J].石油钻采工艺,2017,39(5):570-573.
WEI Aishuan, CHEN Shenghong, XU Jie, et al. Integrated cementing and sand control technology in offshore oilfields[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(5): 570-573.
- [4] 付志胜.无胶塞固井[J].石油钻采工艺,1991,13(5):32.
FU Zhisheng. No plastic plug cementing[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1991, 13(5): 32.
- [5] 崔国杰,包陈义,陈杰,等.水平井裸眼砾石充填防砂工具研制及在海上油田的应用[J].石化技术,2015(12):214-216.
CUI Guojie, BAO Chenyi, CHEN Jie, et al. Development and application of horizontal well open-hole gravel pack sand-control technology in offshore oil field[J]. Petrochemical Industry Technology, 2015(12): 214-216.
- [6] 周思宏.水平井裸眼充填防砂配套技术研究与应用[J].石油天然气学报,2008,30(6):318-320.
ZHOU Sihong. The research and application for sand control auxiliary technique of openhole gravel packing in horizontal wells[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 30(6): 318-320.
- [7] 许杰,韩耀图,张强,等.完井管柱与井眼曲率适应性有限元分析[J].石油机械,2017,45(3):6-10.
XU Jie, HAN Yaotu, ZHANG Qiang, et al. Finite element analysis of adaptability of completion string and wellbore curvature[J]. China Petroleum Machinery, 2017, 45(3): 6-10.
- [8] 张杨.水平井套管摩阻计算与可下入性分析[D].成都:西南石油大学,2015.
ZHANG Yang. The calculation of frictional resistance and analysis of feasibility for casing running[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [9] 韩志勇,王德新.套管可通过的最大井眼曲率的确定方法[J].石油钻探技术,1999,27(2):15-17.
HAN Zhiyong, WANG Dexin. Research technique of the tube can pass the maximum wellbore curvature[J]. Petroleum Drilling Techniques, 1999, 27(2): 15-17.
- [10] 郑鑫,周杨飞,邓赛赫,等.套管下入过程中最大井眼曲率计算方法研究[J].工程研究-跨学科视野中的工程,2017,39(5):460-464.
ZHENG Xin, ZHOU Yangfei, DENG Saihe, et al. Study on the calculation method of the maximum wellbore curvature during casing entry[J]. Journal of Engineering Studies, 2017, 39(5): 460-464.
- [11] 刘传刚,包陈义,左凯,等.砾石充填服务管柱防窜力学分析及解决方案[J].石油钻采工艺,2016,38(2):176-180.
LIU Chuangang, BAO Chenyi, ZUO Kai, et al. Mechanical analysis on and solution to anti-channeling for gravel-packing completion string[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(2): 176-180.
- [12] 董长银,张琪.水平井砾石充填过程实时数值模拟研究[J].石油学报,2004,25(6):96-100.
DONG Changyin, ZHANG Qi. Real-time numerical simulation of gravel-packing process in horizontal wells[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(6): 96-100.

[编辑 刘文臣]