

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2019105

东方气田浅部储层大位移水平井钻井关键技术

林四元¹, 张 杰², 韩 成¹, 胡 杰², 田宗强¹, 郑浩鹏¹

(1. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057; 2. 中海油能源发展股份有限公司工程技术湛江分公司, 广东湛江 524057)

摘 要:南海西部东方气田浅部储层大位移水平井钻进过程中存在浅层泥岩段易出泥球、目的层疏松易发生井漏导致储层伤害、技术套管下入摩阻大和固井压力安全窗口窄导致漏失与气窜双重风险等难题。结合前期区域钻井作业经验,通过优化钻井液技术方案并复配具有针对性的处理剂,解决了浅层泥岩段岩屑成球的难题,提高了储层保护效果;使用漂浮接箍技术,确保技术套管顺利下入;通过优化浆柱结构及水泥浆配方,并采取提高套管居中度等技术措施,提高了固井质量,最终形成了东方气田浅部储层大位移水平井钻井关键技术。该技术在东方气田浅部储层大位移水平井钻井施工过程中应用效果较好,DF-AH 井钻井过程中浅层泥岩段无泥球生成,目的层无井漏发生,技术套管下入顺利,完井清喷产能较设计提高约 50%。东方气田浅部储层大位移水平井钻井关键技术为该气田的高效开发提供了技术支持。

关键词:大位移井; 水平井; 井漏; 储层保护; 漂浮接箍; 防气窜; 东方气田

中图分类号: TE242

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2019)05-0017-05

Key Technology for Horizontal Well of Extended Reach Drilling in the Shallow Reservoirs of the Dongfang Gas Field

LIN Siyuan¹, ZHANG Jie², HAN Cheng¹, HU Jie², TIAN Zongqiang¹, ZHENG Haopeng¹

(1. Zhanjiang Branch, CNOOC(China)Co. Ltd., Zhanjiang, Guangdong, 524057, China; 2. Zhanjiang Branch, CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co., Zhanjiang, Guangdong, 524057, China)

Abstract: While drilling horizontal wells having extended reach in the shallow reservoirs of Dongfang Gas Field in the Western South China Sea, challenges were encountered. They included balling-proneness in the shallow mudstone interval, lost circulation induced reservoir damage in the unconsolidated target layer, large frictional drag in RIH technical casing and narrow cementing pressure safety window. These factors contributed to the dual-risk of lost circulation and gas channeling. Combining with the previous regional operation experiences and optimizing the drilling fluid technical solution and compounding the pertinent additives, the first problem of debris balling in the shallow mudstone interval was solved, improved reservoir protection effect. Using floating coupling technology ensured smooth RIH of technical casing. After optimizing the mud column structure, the new cementing formula and casing centralization improved cementing quality. Key technologies for horizontal well of extended reach drilling in the shallow reservoirs of Dongfang Gas Field were developed. These technologies have achieved a good application effect during drilling the horizontal wells of extended reach in the shallow reservoirs of Dongfang Gas Field. No mud ball was formed during the shallow mudstone interval drilling of well DF-AH, and no lost circulation occurred in the target layer. The technical casing RIH was finished smoothly, and the completion/cleanup productivity was about 50% higher than the designed. Those key technologies have provided technical supports for the efficient development of gas fields.

Key words: extended-reach well; horizontal well; lost circulation; reservoir protection; floating collar; anti-gas challenging; Dongfang Gas Field

南海西部东方气田主要开发浅部莺歌海组二段气层,储层垂深 1 300.00 m 左右,非均质性较强。前期二开井段钻井过程中使用包被抑制性钻井液,钻遇乐东组、莺歌海组一段大套泥岩时泥岩碎屑易聚结成球;储层埋藏浅、固结差,地层破裂压力低,固井过程中极易发生漏失。为扩大单井控制面积、提高储量动用程度,东方气田浅部储层多采用大位移水平

井进行开发,水垂比大,导致技术套管下入摩阻大^[1]。

收稿日期:2019-02-13;改回日期:2019-08-16。

作者简介:林四元(1983—),男,湖北麻城人,2006年毕业于长江大学石油工程专业,高级工程师,主要从事海洋石油钻井完井技术方面的研究与管理工作。E-mail: linsy@cnooc.com.cn。

基金项目:中海石油(中国)有限公司湛江分公司科技攻关项目“东方 1-1 气田浅层压力衰竭气藏钻采技术研究”(编号:ZYKY-2017-2J-02)部分研究内容。

为了解决上述问题,优选了二开井段钻井液体系,使用分散型钻井液代替包被抑制性钻井液^[2-5],充分水化乐东组、莺歌海组一段泥岩岩屑,避免岩屑聚集成泥球;目的层使用屏蔽暂堵型无固相有机盐钻井液,强化防漏及储层保护性能;针对高水垂比井,引入漂浮接箍下套管技术,确保套管顺利下入到位,形成了东方气田浅部储层大位移水平井钻井关键技术,并取得较好的现场应用效果,为该气田利用大位移水平井进行高效开发奠定了基础。

1 大位移水平井钻井难点

东方气田浅部储层大位移水平井常采用四开井身结构设计,一开 $\phi 762.0$ mm 隔水导管采用桩锤打入泥线,用于支撑井口并建立闭路循环;二开 $\phi 339.7$ mm 表层套管封固上部薄弱地层;三开 $\phi 244.5$ mm 技术套管封固泥岩段并着陆;四开 $\phi 215.9$ mm 井眼钻进目的层至完钻井深,并进行完井作业(见图1)。

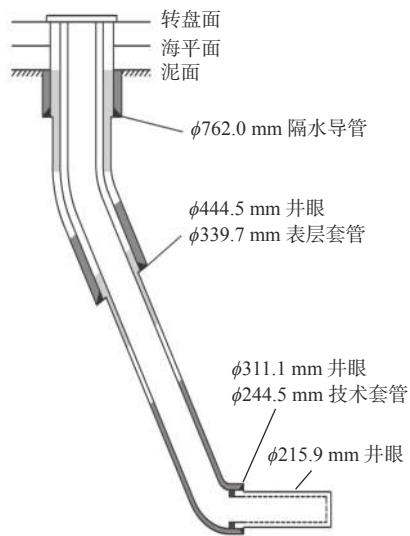


图1 东方气田开发井井身结构

Fig. 1 Casing program of the production well in Dongfang Gas Field

东方气田大位移水平井二开井段主要钻遇乐东组及莺歌海组地层。乐东组上部为灰色粉砂质泥岩、泥岩与灰色泥质粉砂岩不等厚互层,下部为厚层灰色泥岩/粉砂质泥岩;莺歌海组一段主要为厚层灰色泥岩,局部夹粉砂质泥岩及粉砂岩;莺歌海组二段上部主要为灰色泥质粉砂岩,夹薄层灰色粉砂质泥岩。乐东组及莺歌海组的大套泥岩中伊利石、蒙脱石含量高、极易水化分散,钻井过程中存在以下技术难题:

1) 浅层泥岩段伊利石、蒙脱石含量高,前期钻进过程中泥岩岩屑水化聚集成球并黏附在井壁上,

致使井眼清洁困难、起下钻遇阻等情况频发;同时目的层埋深浅,地层疏松,钻井过程中易发生井漏,导致储层伤害。

2) 浅部储层大位移水平井水垂比高、摩阻大,技术套管下入困难;同时,现场施工过程中,为提高储层钻遇率,需要频繁调整井眼轨迹,导致部分大位移水平井局部狗腿度较大,井眼轨迹复杂,进一步增大了技术套管下入难度。

3) 三开井段长达约 2 600.00 m,上层套管鞋承压能力低,固井安全密度窗口窄,存在固井漏失及气窜双重风险。

2 钻井关键技术研究

针对东方气田浅部储层大位移水平井钻井技术难点,从钻井液体系、下套管工艺及固井技术等方面进行技术攻关,形成了该气田大位移水平井钻井关键技术。结合该气田 DF-AH 井实际钻井作业情况,详细介绍该气田大位移水平井钻井所应用的各项关键技术。

2.1 钻井液体系优化

2.1.1 海水聚合物钻井液体系

乐东组、莺歌海组泥岩地层中黏土矿物及伊利石、蒙脱石含量高,采用常规钻井液钻进时岩屑极易水化成球,影响井眼清洁,严重时堵塞环空通道,甚至憋漏地层。前期认为是钻井液抑制性不够,主要对钻井液抑制性进行了优化;后来借鉴其他海上油田钻井液分散置换的经验,钻进泥岩段时采用海水聚合物钻井液体系^[6-8],配方为:海水+3.5%~4.0%膨润土+0.2%~0.3%NaOH+0.1%~0.2%Na₂CO₃+0.5%~0.7%聚阴离子纤维素+0.3~0.5%改性淀粉+0.1%生物聚合物。钻井过程中根据实际情况,用稠浆清扫井眼,同时配合采用固控设备及钻井液置换等措施,维护钻井液使其性能稳定。

2.1.2 无固相有机盐钻井液体系

目的层埋藏浅、非均质性差,钻井液难点是储层保护、防漏及良好的钻井液滑润性,常规钻井液往往不能兼顾储层保护、防漏及润滑等需求。为此,借鉴前期钻井液应用经验,储层井段采用无固相有机盐钻井液体系钻进^[9-12],并采用多级颗粒级配封堵的方法,优化了储层暂堵剂 EZCARB,同时

配合新型流型调节剂 EZVIS 与胺基抑制剂 UHIB-L, 并通过室内评价, 研制了一种新型无固相有机盐钻井液体系, 其配方为: 海水+0.1%NaOH+0.2%Na₂CO₃+0.4% 流型调节剂 EZVIS+2.5% 降滤失剂 EZFLO+5.0% 储层暂堵剂 EZCARB+2.0% 聚合醇 JLX-A+2.0% 新型胺基抑制剂 UHIB-L+KCl(加重剂)。

室内试验表明, 无固相有机盐钻井液体系中碳酸钙酸溶率为 98.5%; 滤饼室内破胶试验结果表明, 滤饼失重率为 98.2%。为评价该体系对储层的保护效果, 取天然岩心, 测得渗透率为 99.6 mD, 然后依据石油与天然气行业标准《钻井液完井液损害油层室内评价方法》(SY/T 6540—2002)对无固相有机盐钻井液体系进行性能评价, 岩心渗透率恢复值为 88.5 mD, 渗透率恢复率由原来的 80.0% 左右上升至 88.9%, 说明储层保护效果较好。

大位移水平井裸眼井段长、位移大, 钻进和起下管柱的摩阻问题严重, 尤其是下管柱时几乎没有多余的悬重。因此, 该井段作业成功的关键是钻井液的润滑性。室内采用 EP 极压润滑仪评价钻井液的润滑性, 计算得到摩阻因数为 0.09, 表明其润滑性较好, 能够有效降低摩阻。

2.2 漂浮接箍下套管技术

DF-AH 井 $\phi 311.1$ mm 井眼钻至井深 4 100.00 m, 水平位移为 3 494.80 m, 裸眼段长度 2 595.00 m, 井斜角 78°~87°。理论计算表明, $\phi 244.5$ mm 技术套管下至设计位置时剩余悬重仅为 39.1 kN, 套管采用常规作业模式难以下至设计井深。

通常情况下, 井斜角越大, 套管浮重与井壁之间的正压力越大, 下放过程中的摩擦阻力越大。一般使用滚动套管扶正器、优化钻井液润滑性能等常规减阻措施减小摩阻系数, 使用漂浮接箍降低正压力及摩擦阻力等^[13]。考虑采用海水聚合物钻井液钻进时存在井眼扩径及大小眼的实际情况, 并且埋深浅、地层软, 在优化钻井液润滑性的同时, 优选使用漂浮接箍, 以解决大位移水平井技术套管下入困难的问题。

确定漂浮接箍的安放位置时, 应满足既能有效降低下部管柱与井壁之间的摩阻、又能使上部管柱保持足够的重量将下部套管送至设计井深的目的。采用 Landmark 软件对套管底部单漂浮长度进行模拟计算, 钻井液密度为 1.12~1.15 kg/L, 套管内摩擦系数为 0.25, 裸眼摩擦系数为 0.35, 模拟结果见图 2。

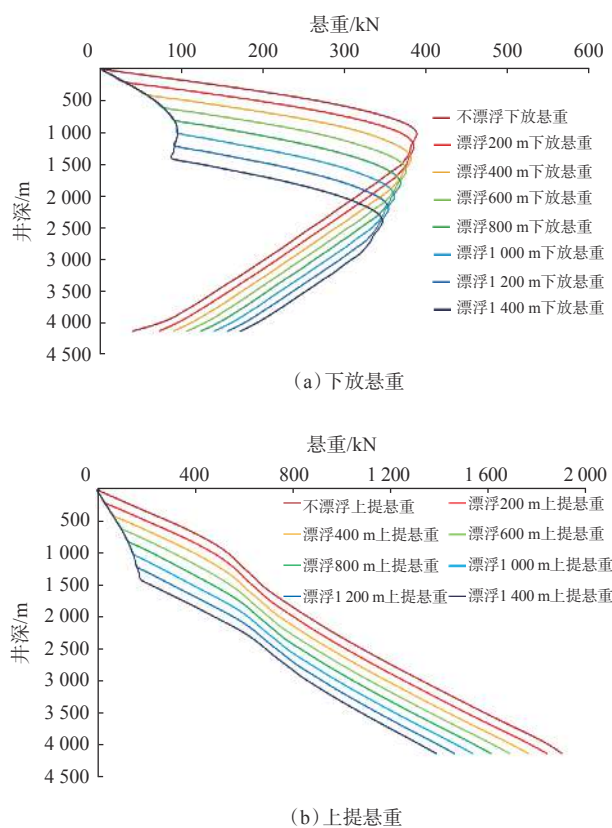


图 2 悬重与套管漂浮长度关系曲线

Fig. 2 Relationship between hanging weight and casing floating length

由图 2 可知: 漂浮套管长度大于 1 000.00 m 时, 在上部井段漂浮套管下入过程中, 悬重开始减小并且剩余悬重余量不多, 继续增加漂浮套管长度, 会引起剩余悬重不足导致漂浮套管下入困难; 而漂浮套管长度分别为 800.00 和 1 000.00 m 时, 套管下至设计位置后, 剩余下放悬重分别为 122.8 和 139.2 kN, 能满足施工作业要求。因此, 漂浮套管长度 800~1 000.00 m 较为合适。

2.3 防漏固井技术

实施 $\phi 244.5$ mm 套管固井裸眼全封, 以保障气井全井在生命周期内井筒完整, 避免后期生产过程中环空带压; 同时, 为满足中国海洋石油总公司企业标准《海洋固井设计与作业要求》(Q/HS 14004—2016)的要求, 水泥浆需返至上层套管鞋内不低于 100.00 m 的位置。但分析已钻井地层承压数据可知, $\phi 244.5$ mm 套管鞋(入砂)处承压能力约为 1.50~1.55 kg/L, 裸眼段长、承压能力低, 固井防漏是难点之一。为此, 制定了如下防漏技术措施: 1) 通过优化高、低密度水泥浆柱结构, 合理设计水泥浆柱静态当量密度; 2) 通过软件计算, 优化顶替排

量,控制施工过程中的井底动态当量密度,以达到防漏的目的,从而保障措施的顺利实施及施工安全。

DF-AH井固井方案设计采用单级首尾浆封固:尾浆采用胶乳微膨胀防窜快凝水泥浆体系,密度 1.90 kg/L ,封固至 $\phi 244.5\text{ mm}$ 套管鞋以上 800.00 m 处(泥岩段);首浆采用密度 1.55 kg/L 的胶乳微膨胀防窜缓凝水泥浆体系,从 $\phi 244.5\text{ mm}$ 套管鞋以上 800.00 m 封固至 $\phi 339.7\text{ mm}$ 套管鞋以上 200.00 m 。胶乳微膨胀防窜水泥浆体系的乳胶悬浮液含有约 $40\%\sim 50\%$ 的固相胶粒,其粒径为 $0.05\sim 0.50\text{ }\mu\text{m}$ 。胶乳水泥浆体系有以下优点:1)减小水泥石体积收缩,改善水泥石与套管、地层间的胶结情况;2)水泥石韧性好,降低射孔时水泥环的破裂度;3)具有良好的防气窜性能;4)降低水泥浆失水量;5)水泥石抗腐蚀能力强,能延长油井寿命^[14-15]。

根据软件模拟结果,控制固井施工时的井底水泥浆循环当量密度。 $\phi 244.5\text{ mm}$ 套管鞋处承压能力约为 $1.50\sim 1.55\text{ kg/L}$,利用软件模拟施工最大顶替排量,使井底循环当量密度不大于 1.50 kg/L ,模拟结果见图3。以排量 $2.2\text{ m}^3/\text{min}$ 顶替至水泥浆剩余 60.17 m^3 后,多次降低排量并控制循环当量密度直至碰压,最大循环当量密度为 1.47 kg/L ,现场固井过程中未出现漏失现象。

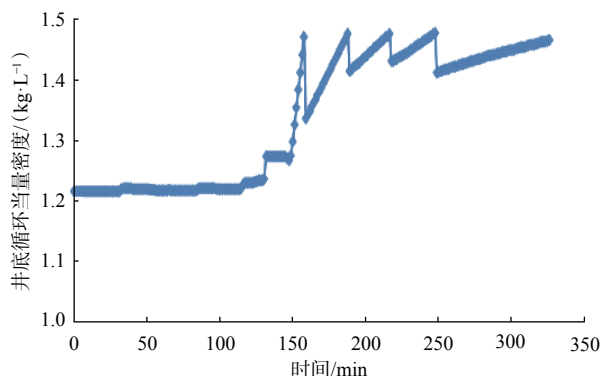


图3 $\phi 244.5\text{ mm}$ 套管固井时井底ECD软件模拟结果

Fig. 3 Bottomhole ECD simulation results of $\phi 244.5\text{ mm}$ casing cementing operating

3 现场应用

东方气田浅部储层大位移水平井钻井关键技术现场应用效果较好,解决了浅层泥岩段出泥球,目的层易漏、储层污染严重,下技术套管困难,以及窄压力窗口固井等难题,显著降低了大位移水平井下故障的发生概率。下面以DF-AH井为例,详细

介绍该技术的应用情况。

DF-AH井井深 $4\,709.00\text{ m}$,水平位移 $4\,103.00\text{ m}$,水垂比 3.35 ,是东方气田中开发难度较大的一口井。该井设计采用四开井身结构, $\phi 508.0\text{ mm}$ 隔水导管入泥 97.00 m , $\phi 339.7\text{ mm}$ 表层套管下深 $1\,505.00\text{ m}$, $\phi 244.5\text{ mm}$ 技术套管着陆并下深至 $4\,100.00\text{ m}$, $\phi 215.9\text{ mm}$ 井眼钻至完钻井深 $4\,709.00\text{ m}$ 。

DF-AH井 $\phi 311.1\text{ mm}$ 井眼上部泥岩段采用海水聚合物钻井液快速钻至井深 $3\,500.00\text{ m}$ 处砂岩地层后,替入聚合物/KCl钻井液体系,钻至井深 $4\,100.00\text{ m}$,钻进中无泥球出现,且起下钻及下套管过程中井壁稳定,无垮塌掉块现象。 $\phi 215.9\text{ mm}$ 井眼采用无固相有机盐钻井液体系钻进,钻进中井底循环当量密度随着井深增大而缓慢增大,井底循环附加当量密度为 $0.10\sim 0.18\text{ kg/L}$,钻井液携砂性能良好。完井清喷结果显示,单井产能超配产约 50% ,无固相有机盐钻井液储层保护效果良好。 $\phi 244.5\text{ mm}$ 套管采用 800 m 漂浮套管,入井管柱组合为套管漂浮专用浮鞋+浮箍+下部套管+漂浮接箍+上部套管,将 $\phi 244.5\text{ mm}$ 套管顺利下至预定位置。

$\phi 244.5\text{ mm}$ 套管固井封固裸眼段长达 $2\,595.00\text{ m}$,首浆采用胶乳微膨胀防窜慢凝水泥浆体系,封固至 $\phi 339.7\text{ mm}$ 套管以上 200.00 m ;尾浆采用胶乳微膨胀防窜快凝水泥浆体系,封固至 $\phi 244.5\text{ mm}$ 套管鞋以上 800.00 m 处。胶乳微膨胀防窜快凝水泥浆体系能够降低水泥石的渗透性及收缩性、提高韧性,提高水泥石的综合性能;同时,配合应用滤饼清洗及扶正器优化技术,提高套管居中度及水泥浆的顶替效率,提高固井质量。目前,该井已投产1年,未出现环空带压现象,表明该固井方案的封隔能力较好,避免了后期生产中由于固井封隔不良导致的环空带压现象。

4 结 论

1)通过优化钻井液体系,采用简易海水聚合物钻井液体系解决了东方气田浅层泥岩段易水化成球问题;储层段采用无固相有机盐钻井液体系,并采用颗粒级配的封堵方法,有效保护了储层,提高了储层段的承压封堵能力,降低了漏失风险。

2)使用漂浮接箍技术,解决了大位移水平井因套管摩阻大而引起的套管下入困难问题。

3)通过固井技术研究,优选胶乳微膨胀防窜水泥浆体系、优化浆柱设计方案、提高套管居中度等

技术措施, 保障了 $\phi 244.5$ mm 技术套管固井的防窜、防漏问题, 避免了生产过程中出现环空带压现象。

参 考 文 献

References

- [1] 刘云, 王涛, 于小龙, 等. 延长油田西部地区低压易漏地层固井技术 [J]. 石油钻探技术, 2017, 45(4): 53–58.
LIU Yun, WANG Tao, YU Xiaolong, et al. Cementation technology for low-pressure formations susceptible to lost circulation in western area of the Yanchang Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(4): 53–58.
- [2] 程玉生, 杨洪烈, 胡文军, 等. 乐东 22-1 气田超浅层大位移水平井液技术 [J]. 石油天然气学报, 2014, 36(12): 146–148.
CHENG Yusheng, YANG Honglie, HU Wenjun, et al. Ultra-shallow extended reach well drilling fluid technology in Ledong 22-1 Gas Field[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(12): 146–148.
- [3] 田宗强, 韦龙贵, 韩成, 等. 东方 1-1 气田浅层大位移水平井钻井液优化与实践 [J]. 石油钻采工艺, 2017, 39(6): 713–718.
TIAN Zongqiang, WEI Longgui, HAN Cheng, et al. Optimization and application of drilling fluid in the shallow extended-reach horizontal well in Dongfang 1-1 Gasfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(6): 713–718.
- [4] 崔应中, 徐一龙, 黄凯文, 等. 东方 1-1 气田水基钻井液技术优化 [J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(4): 65–68.
CUI Yingzhong, XU Yilong, HUANG Kaiwen, et al. Optimization of water based drilling fluid technology for Dongfang 1-1 Gas Field[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33(4): 65–68.
- [5] 车伟林, 张立权, 杨洪烈, 等. 南海西部浅层大位移水平井液技术 [J]. 广东化工, 2014, 41(22): 45–46, 48.
CHE Weilin, ZHANG Liquan, YANG Honglie, et al. The technology of shallow highly-displacement well drilling fluid in the South China Sea[J]. Guangdong Chemical Industry, 2014, 41(22): 45–46, 48.
- [6] 田宗强, 鹿传世, 王成龙, 等. 东方 1-1 气田浅层大位移水平井钻井技术 [J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(2): 157–163.
TIAN Zongqiang, LU Chuanshi, WANG Chenglong, et al. The extended reach horizontal well drilling technology suitable for shallow layers in Dongfang 1-1 Gas Field[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(2): 157–163.
- [7] 蒲晓林, 梁大川, 王平全, 等. 抑制钻屑形成泥球的钻井液研究 [J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(2): 46–49.
PU Xiaolin, LIANG Dachuan, WANG Pingquan, et al. Study on drilling fluids of inhibiting formation of mud balls by rock cuttings[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2002, 24(2): 46–49.
- [8] 张岩, 向兴金, 鄢捷年, 等. 快速钻井中泥球形成的影响因素与控制措施 [J]. 中国海上油气, 2011, 23(5): 335–339.
ZHANG Yan, XIANG Xingjin, YAN Jienian, et al. Influence factors and controlling measures on formation of gumbo balls during fast drilling[J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(5): 335–339.
- [9] 耿学礼, 苏延辉, 郑晓斌, 等. 无固相保护煤层钻井液研究及应用 [J]. 石油钻采工艺, 2017, 39(4): 455–459.
GENG Xueli, SU Yanhui, ZHENG Xiaobin, et al. Study and application of solid-free coalbed protection drilling fluid[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(4): 455–459.
- [10] 鄢捷年, 杨虎, 王利国. 南海流花大位移井水基钻井液技术 [J]. 石油钻采工艺, 2006, 28(1): 23–28.
YAN Jienian, YANG Hu, WANG Ligu. Technology of water based drilling fluids used in extended reach wells at Lihua Field[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006, 28(1): 23–28.
- [11] 向雄, 杨洪烈, 刘喜亮, 等. 南海西部超浅层气田水平井 EZFLOW 无固相弱凝胶钻井液研究与应用 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(2): 38–43.
XIANG Xiong, YANG Honglie, LIU Xiliang, et al. Research and application of EZFLOW solid-free weak gel drilling fluid in horizontal wells in shallow gas fields in the Western South China Sea[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(2): 38–43.
- [12] 滕学清, 康毅力, 张震, 等. 塔里木盆地深层中-高渗砂岩储层钻井完井损害评价 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1): 37–43.
TENG Xueqing, KANG Yili, ZHANG Zhen, et al. Evaluation of drilling and completion damage in deep medium-to-high permeability sandstone reservoir in Tarim Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1): 37–43.
- [13] 王攀, 袁广涛. 悬浮下套管减载计算及因素分析: 以某气田水平井为例 [J]. 非常规油气, 2018, 5(6): 94–102.
WANG Pan, YUAN Guangtao. Load shedding calculation and factor analysis of casing floating technology: taking a horizontal well in a gas field as an example[J]. Unconventional Oil and Gas, 2018, 5(6): 94–102.
- [14] 陈雷, 杨红歧, 肖京男, 等. 杭锦旗区块漂珠-氮气超低密度泡沫水泥固井技术 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(3): 34–38.
CHEN Lei, YANG Hongqi, XIAO Jingnan, et al. Ultra-low density hollow microspheres-nitrogen foamed cementing technology in Block Hangjinqi[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(3): 34–38.
- [15] 王乐顶, 杨远光, 谢应权, 等. 新型固井冲洗液评价装置适用性分析 [J]. 石油钻探技术, 2017, 45(1): 73–77.
WANG Leding, YANG Yuanguang, XIE Yingquan, et al. Applicability of a new device for cementing flushing fluid evaluation[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(1): 73–77.

[编辑 滕春鸣]