

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2018024

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

向 雄¹, 杨洪烈¹, 刘喜亮¹, 由福昌², 周姗姗²

(1. 中海油田服务股份有限公司油田化学事业部, 广东湛江 524057; 2. 荆州嘉华科技有限公司, 湖北荆州 434000)

摘要: 南海西部 L 气田埋深浅、地层破裂压力低、泥岩含量高, 水平井钻进过程中因泥岩造浆导致钻井液黏度、切力升高, 循环当量密度(ECD)升高导致压漏地层问题频发。为此, 利用岩心驱替试验结果和软件模拟计算 ECD 相结合的方法优化了 EZFLOW 钻井液的流变性, 并采用高浓度泥岩造浆的方法优化了其抑制性能, 用自制的高压填砂承压仪评价了其承压能力。室内评价试验显示, EZFLOW 钻井液低剪切速率黏度为 15 000~30 000 mPa·s 时, 在直接返排渗透率恢复率达到 85% 以上的前提下, ECD 小于地层破裂压力; 优化后的 EZFLOW 钻井液抑制性和封堵性强, 能够抗 25% 现场泥岩侵污。现场应用发现, EZFLOW 钻井液表观黏度随井深波动幅度小, ECD 附加值最大仅为 0.07 g/cm³, 钻进及砾石充填过程中均未发生漏失, 产气量均超过配产的 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 最高达 $16 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。研究结果表明, 优化后的 EZFLOW 无固相弱凝胶钻井液能够解决超浅层水平井破裂压力低导致压漏地层和保护储层的问题。

关键词: 超浅层; 水平井; ECD; 钻井液; 破裂压力; 储层保护

中图分类号: TE254 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2018)02-0038-06

Research and Application of EZFLOW Solid-Free Weak Gel Drilling Fluid in Horizontal Wells in Shallow Gas Fields in the Western South China Sea

XIANG Xiong¹, YANG Honglie¹, LIU Xiliang¹, YOU Fuchang², ZHOU Shanshan²

(1. Department of Oilfield Chemistry, CNOOC Oilfield Services Limited, Zhanjiang, Guangdong, 524057, China; 2. Jingzhou Jiahua Science and Technology Ltd., Jingzhou, Hubei, 434000, China)

Abstract: The L Gas Field in the Western South China Sea has a shallow depth and low fracture pressure as well as high mudstone content, which increases viscosity and shear force due to the high rheology of drilling fluid and mudstone mud-making, as well as frequent lost circulation caused by high ECD in horizontal well drilling. Hence, the rheological properties of drilling fluid were optimized by combining the core displacement test results with software-simulated ECD calculations. The method of high-concentration mudstone mud-making was used to optimize the inhibition performance of the drilling fluid, and the self-made high-pressure sand-filled pressure meter was used to evaluate the pressure bearing capacity of drilling fluid. When the EZFLOW drilling fluid had a viscosity of 15 000~30 000 mPa·s at low shear rate, and when the recovery rate of direct flow back permeability was higher than 85%, the ECD was less than the formation fracture pressure; the optimized drilling fluid demonstrated strong inhibitory and plugging properties, with an ability to resist 25% of in-situ mudstone contamination. Field application results showed that the apparent viscosity of the drilling fluid was insensitive to well depth change, the maximum ECD added value was only 0.07 g/cm³, no leakage occurred during drilling and gravel packing, and the gas production exceeded the allocated rate of $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, with the maximum rate of $16 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$. The study results indicate that an optimized EZFLOW solid-free weak gel drilling fluid can solve the problem of formation break-down caused by low fracture pressure in ultra-shallow horizontal wells as well as reservoir protection.

Key words: ultra shallow layer; horizontal well; ECD; drilling fluid; fracturing pressure; reservoir protection

近年来, 海上浅层、超浅层气田得到了有效的开发, 但浅层气田具有泥岩含量高、破裂压力低和岩性疏松等特点, 其地质条件决定了钻井工程将面临巨大的挑战, 如果不能很好地控制钻井液的黏度, 会导致循环当量密度(ECD)上升而压漏地层, 进而出现

卡钻等各种井下复杂情况^[1-6]。南海西部 L 气田位

收稿日期: 2017-10-18; 改回日期: 2018-03-14。

作者简介: 向雄(1984—), 男, 湖北仙桃人, 2002 年毕业于长江大学化学工程与工艺专业, 工程师, 现主要从事钻井液完井液方面的技术管理和应用工作。E-mail: xiangxiong@cosl.com.cn。

于莺歌海盆地中央泥底辟构造带东南端, 开发井设计采用裸眼完井的水平井, 最小垂深为 586.00 m, 水垂比达 1.72~2.20。2017 年该气田压力衰竭, 地层压力系数仅为 0.87, 且地层泥质含量高达 26%~40%, 破裂压力低。前期钻探的 2 口井均采用海上常用的 PRD 钻井液体系, 该体系具有较高的低剪切速率黏度, 钻进过程中由于钻井液黏度较高且泥岩污染导致黏度进一步升高, 造成 ECD 上升, 致使地层破裂并发生严重漏失, 不得不提前完钻; 完井作业时需要对 PRD 钻井液破胶返排才能够保护储层^[7-9], 破胶后完井液漏失严重, 导致无法有效进行砾石充填, 没有达到防砂目的。为了解决上述问题, 笔者对海上其他油气田应用的 EZFLOW 无固相弱凝胶钻井液体系的抑制性、流变性和暂堵性进行了优化, 解决了泥岩造浆导致的钻井液增稠压漏地层的问题, 提高了地层的承压能力和滤饼的耐冲刷性能, 同时解决了砾石充填过程中的漏失问题, 对海上和其他类似地区的超浅层水平井钻井具有一定的借鉴。

1 浅层水平井钻井难点

南海西部 L 气田前期完钻 2 口井, 主要目的层为 L₁ 层和 L₂ 层, 岩性主要为灰色泥岩夹细砂岩和泥质粉砂岩, 采用水平井钻进, 垂深为 593.00 和 849.00 m, 裸眼水平段长 486.00 和 980.00 m, 水垂比为 1.48 和 1.85, 采用 PRD 钻井液体系施工, 钻进过程中 PRD 钻井液的表观黏度由刚开钻的 25 mPa·s 升至 32 mPa·s, 动切力由开钻的 12.0 Pa 升至 21.0 Pa, ECD 由初期的 1.20 g/cm³ 升至 1.39 g/cm³, 最终压漏地层, 被迫提前完钻; 后期下完筛管进行砾石充填作业前为了保护储层对 PRD 钻井液进行破胶, 破胶后井筒发生漏失, 导致未完成砾石充填作业, 防砂效果较差。

1.1 钻井液黏度升高过快

前期完钻的 3H 井、16H 井储层段均采用 PRD 钻井液钻进, 钻进期间钻井液黏度升高明显, 采用置换一部分新钻井液入井的方式来降低钻井液的黏度, 但仍很难控制其黏度升高。随着井深的增加, 2 口井的钻井液表观黏度和动切力都呈现上升趋势, 由于钻井液黏度过高, 置换了一部分新钻井液入井; 但置换新钻井液后其黏度和切力相对开钻时依然较高, 随后又继续增稠, 说明钻井液受地层泥岩污染后

造浆严重, 引起钻井液增稠, 分析认为该地层泥岩造浆能力强, 而 PRD 钻井液的抑制性不强。

1.2 ECD 过高压漏地层

前期完钻的 3H 井、16H 井都出现了严重的漏失问题, 且 2 口井的循环当量密度均随井深急剧增大, 相对密度附加值最高达 0.31 g/cm³, 经过置换新钻井液处理后, 钻井液黏度有所下降, ECD 也有所回落, 但整体仍然偏高(可达 1.39~1.45 g/cm³), 超过地层破裂压力极限值, 造成严重漏失, 被迫提前完钻。

1.3 完井砾石充填漏失严重

L 气田储层为疏松砂岩, 极易出砂, 设计采用砾石充填防砂, 而地层破裂压力低, 砾石充填极易引起漏失而导致无法有效完成充填。前期完钻的 3H 井由于 PRD 钻井液暂堵和承压性能较差和对 PRD 钻井液破胶导致砾石充填过程中漏失严重, 最高漏失达 20%, 未有效完成充填作业, 防砂效果不理想; 16H 井未采用砾石充填作业, 但投产初期即出砂严重, 影响了产量。

2 钻井液体系优选及性能优化

为了避免钻井液破胶带来的漏失问题, 采取保护储层的钻井液直接返排完井方式, 在此基础上优化钻井液流变性能, 提高钻井液抑制性能, 兼顾井下 ECD 和直接返排条件下的储层保护, 并提高地层的承压能力, 防止井下漏失, 最终解决完井充填过程中的漏失问题。

2.1 钻井液体系优选

根据现场施工要求, 研究采用在其他海上油田成功应用的 EZFLOW 无固相弱凝胶钻井液(以下简称 EZFLOW 钻井液)。该钻井液具有比 PRD 钻井液更低的低剪切速率黏度, 返排压力极低, 可以直接返排, 从而保护储层^[10-14]。因此, 以 EZFLOW 钻井液为基础, 引入新型胺基抑制剂防止泥岩造浆, 并优化其流变性, 在满足携砂和储层保护的前提下, 降低钻井液的黏度和切力, 从而降低 ECD, 提高钻井液的暂堵性能, 防止井下漏失。

EZFLOW 钻井液基本配方为: 海水 + 0.1% NaOH + 0.2% Na₂CO₃ + EZVIS 流型调节剂 + 2.5% EZFLO 降滤失剂 + 5.0% EZCARB 储层暂堵剂 + 2.0% JLX-A 聚合醇 + KCl, 加重至 1.10 g/cm³。

在此基础上,对 EZFLOW 钻井液的流变性、抑制性和暂堵性进行优化与评价。

2.2 流变性能对 ECD 和储层保护性能的影响

在裸眼直接返排完井的前提下,流变性对 ECD 和储层保护都有一定的影响,随着低剪切速率黏度的变化,渗透率恢复率先增大后降低。既要防止钻井液 ECD 过大,又要兼顾储层保护,钻井液的流变性应有一个最佳范围,根据钻井液低剪切速率黏度的变化情况(见图 1),结合井身结构,采用 Drill-Bench 软件模拟计算井下 ECD,同时采用恒温岩心驱替装置模拟气层测试不同低剪切速率黏度下的渗透率恢复率。试验结果表明,随着钻井液低剪切速率黏度的逐渐增大,ECD 逐渐增大,而岩心渗透率恢复率呈现先增大后降低的趋势,低剪切速率黏度为 15 000~30 000 mPa·s 时,渗透率恢复率都能够达到 85% 以上,且钻井液密度为 1.10 g/cm³ 时,ECD 最高仅为 1.23 g/cm³,能够很好地控制井下 ECD,防止漏失,实现既保护储层又兼顾 ECD 的目的。

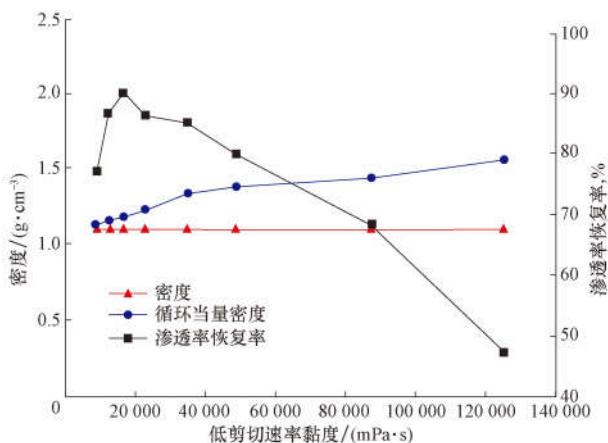


图 1 钻井液流变性能对 ECD 和储层保护的影响

Fig. 1 Influence of rheological properties of drilling fluid on ECD and reservoir protection

2.3 抑制性能

在确定了 EZFLOW 钻井液最佳流变性的前提下,为防止钻进时其黏度和切力升高,必须提高钻井液抑制易水化分散泥岩的造浆性能。笔者采用钟汉毅等人^[15-17]提出的抑制膨润土造浆的性能试验方法,根据高浓度的钠膨润土和现场泥岩钻屑侵污后的黏度变化来评价钻井液的抑制性能,并对前期 2 口井应用的聚胺 UHIB 和新型胺基抑制剂 UHIB-L 的造浆性能进行了对比评价,基本配方为去离子水+抑制剂+25% 钠膨润土。钠膨润土在去离子水及抑制剂溶液中造浆后的流变性能评价试验结果见表 1。试验结果表明,去离子水中未加入抑制剂时,25% 钠膨润土侵污后,黏度、切力非常高,仅能测得 6 转和 3 转读数;去离子水中加入抑制剂时,经过 25% 钠膨润土侵污后,加入 2% UHIB 后去离子水的黏度和切力依然较高,而加入 2% UHIB-L 后去离子水的黏度和切力较低,说明 UHIB-L 的抑制造浆性能要优于 UHIB。

表 1 钠膨润土侵污评价

Table 1 Evaluation of sodium bentonite contamination

抑制剂	条件	Φ600	Φ300	Φ200	Φ100	Φ6	Φ3
	热滚 16 h 后					140	125
2%UHIB	热滚 16 h 后	27	18	15	12	8	6
1%UHIB-L	热滚 16 h 后	24	15	11	9	6	5
2%UHIB-L	热滚 16 h 后	7	6	5	3	1	
3%UHIB-L	热滚 16 h 后	5	3	2	1		

UHIB-L 加入 EZFLOW 钻井液后的抑制性能评价试验结果见表 2。试验结果表明,未加入胺基抑制剂 UHIB-L 时,经过 25% 钠膨润土和现场泥岩侵污后,钻井液黏度和切力升高较多;加入 2% UHIB-L 后,25% 钠膨润土和现场泥岩侵污后,钻井液黏度、切力升高幅度较小,说明 UHIB-L 能够有效地抑制泥岩的造浆,防止钻井液增稠。

表 2 EZFLOW 钻井液抑制性能评价

Table 2 Evaluation of the inhibition performance of EZFLOW drilling fluid

UHIB-L 加量, %	侵污	表现黏度/ (mPa·s)	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	API 滤失量/ mL	低剪切速率黏度/ (mPa·s)
0	25% 钠膨润土	20	10	10	4.4	15 093
	25% 现场泥岩	40	22	18	3.6	50 942
2	25% 钠膨润土	35	20	15	4.0	38 026
	25% 现场泥岩	19	10	9	4.2	16 382
2	25% 钠膨润土	26	14	12	3.8	21 093
	25% 现场泥岩	23	12	11	4.1	19 832

注:现场泥岩取自前期完钻的 3H 井 L1 层位,泥质含量 33%,烘干磨粉过 140 目筛。

经过上述评价与优化,得到了优化后的 EZFLOW 无固相弱凝胶钻井液配方:海水 + 0.1% NaOH + 0.2% Na₂CO₃ + 0.4% EZVIS 流型调节剂 + 2.5% EZFLO 降滤失剂 + 5.0% EZCARB 储层暂堵剂 + 2.0% JLX-A 聚合醇 + 2.0% 新型胺基抑制剂 UHIB-L + KCl,加重至所需密度(以下试验采用的钻井液密度均为 1.10 g/cm³)。

室内采用 3H 井的 L₁ 层位的现场泥岩进一步评价了优化后的 EZFLOW 钻井液,取 6~10 目现场泥岩进行滚动回收率试验。试验结果表明,清水回收率为 7.8%,EZFLOW 钻井液回收率达到 87.7%,表明 EZFLOW 钻井液具有较好的抑制性。

2.4 承压能力

L 气田气井完钻后下入优质筛管并采用砾石充填防砂完井,不仅需要提高地层的承压能力,还不能伤害储层,因此粒径匹配与暂堵同样重要^[18-19]。采用自制的高温高压填砂管模拟疏松砂岩进行了钻井液体系的承压能力试验,试验条件:温度 50 ℃,压力 1~5 MPa,砂床目数为 20~40 目,40~60 目砂按 1:1 填砂,试验结果见图 2。

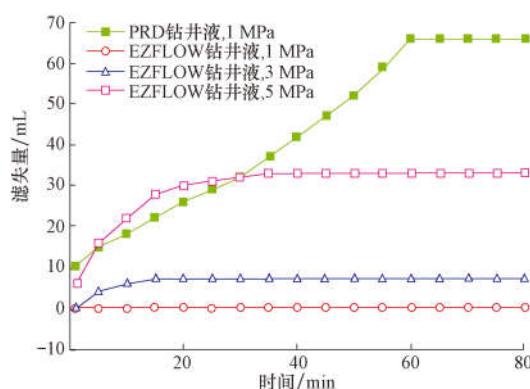


图 2 钻井液承压能力性能评价

Fig. 2 Performance evaluation of drilling fluid pressure bearing capacity

从图 2 可以看出,PRD 钻井液在 1 MPa 条件下的滤失量随着时间逐渐增大到 66 mL,最后趋于稳定;优化后的 EZFLOW 钻井液在 1 MPa 时无漏失,3 MPa 下的滤失量最大仅 7 mL 且稳定,5 MPa 下的滤失量在 20 min 时稳定在 33 mL,表明优化后的 EZFLOW 钻井液可以形成致密的暂堵层,其承压能力可达 5 MPa,能够在一定程度上防止井下漏失,尤其是能够防止砾石充填过程中的漏失。

2.5 润滑性能

钻井液的润滑性反映了施工扭矩的大小,摩阻因数越低,扭矩越小。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,可以满足长水平井对润滑性的要求。

3 现场应用

2017 年 7—8 月,南海西部 L 气田有 3 口井(17H 井、18H 井和 19H 井)进行了钻井作业,主要目的层为 L₁ 层和 L₂ 层,岩性主要为灰色泥岩夹细砂岩和泥质粉砂岩,压力系数最低为 0.87,采用水平井钻进,垂深分别为 586.00,591.00 和 863.00 m,裸眼水平段分别长 603.00,697.00 和 597.00 m,水垂比为 1.72~2.20,与前期完钻的 2 口井(3H 井、16H 井)相比,这 3 口井具有垂深更浅、水垂比更大的特点,对钻井液的性能要求更高。3 口井在钻进目的层时均采用优化后的 EZFLOW 无固相弱凝胶钻井液体系,钻井作业顺利,未出现井下漏失等任何井下复杂,完井过程中砾石充填漏失仅为 0~3%,属于轻微渗漏,完井期间未替入破胶液,节省了作业时间,且产量达到预期,并超过配产。

3.1 钻井液黏度稳定

应用 EZFLOW 无固相弱凝胶钻井液的 3 口井和应用 PRD 钻井液的 2 口井的钻井液性能随井深的变化情况如图 3 所示。

从图 3 可以看出,与 3H 井、16H 井应用的 PRD 钻井液相比,优化后的 EZFLOW 无固相弱凝胶钻井液的黏度和切力更低,并且随着井深的增大,钻井液黏度和切力波动幅度小,性能稳定,未出现增稠现象,表明优化后的 EZFLOW 钻井液具有良好的抑制泥岩造浆的性能。

3.2 ECD 附加值小

应用 EZFLOW 无固相弱凝胶钻井液的 3 口井和应用 PRD 钻井液的 2 口井的 ECD 附加值随井深的变化情况如图 4 所示。

从图 4 可以看出,与前期完钻的 3H 井、16H 井相比,17H 井、18H 井和 19H 井具有更低的 ECD,并且降低了 ECD 相对密度的附加值,由原来最高的 ECD 附加值 0.31 g/cm³ 降低至 0.07 g/cm³,ECD 也仅为 1.18 g/cm³,低于地层破裂压力当量密度

1.35 g/cm³,解决了 ECD 过高压漏地层的问题。

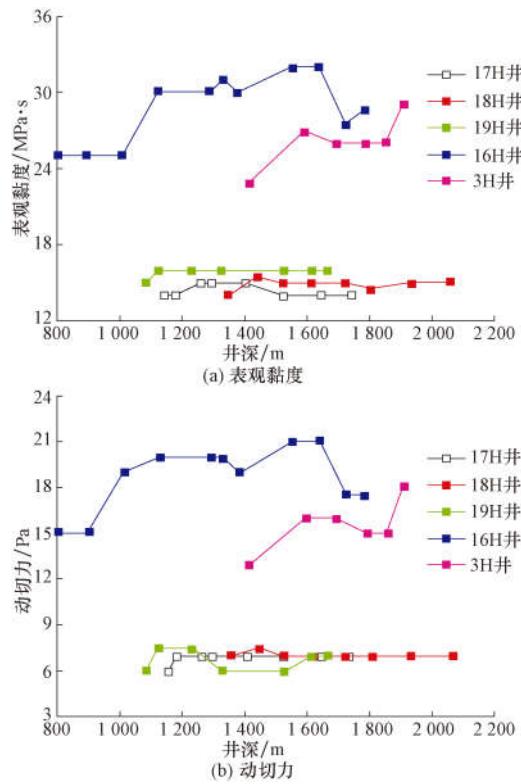


图 3 钻井液黏度、切力随井深变化情况

Fig. 3 Variation of drilling fluid viscosity and shear force with well depth

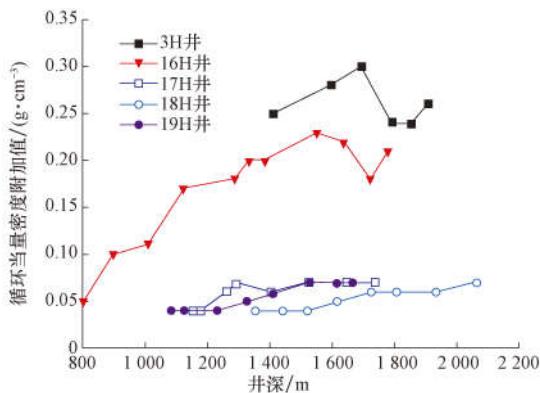


图 4 ECD 附加值随井深的变化曲线

Fig. 4 Curves of ECD added value with well depth

3.3 储层保护效果较好

3 口井钻井施工顺利,钻进期间未发生漏失,砾石充填过程中仅漏失 0~3%,顺利完成砾石充填,达到了设计的防砂效果,充填后直接下入生产管柱进行试气,在配产 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的情况下,3 口井最低产气量 $10.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,最高达 $16.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,均超过配产指标,表明 EZFLOW 无固相弱凝胶钻

井液体系具有良好的储层保护效果。

4 结论与建议

1) 针对超浅层地层泥岩含量高和破裂压力低的特点,在保护储层的前提下,给出了钻井液的最佳流变性范围,有效地控制循环当量密度升高,防止压裂地层引起漏失,形成了优化后的 EZFLOW 无固相弱凝胶钻井液体系。

2) 室内试验和现场应用表明,EZFLOW 无固相弱凝胶钻井液能够满足超浅层水平井防漏和储层保护的需要,为海上超浅层油气开发提供了技术支持,可为类似的超浅层水平井钻井提供借鉴。

3) EZFLOW 无固相弱凝胶钻井液虽然解决了超浅层水平井的钻井难题,但在钻进超浅层长裸眼水平井时需要进一步优化钻井液流变性及 ECD。

参 考 文 献

References

- [1] 王学俏,孙敦乾,王世将.渭北油田超浅层水平井优快钻井技术[J].石油钻探技术,2016,44(4):12-16.
WANG Xueqiao,SUN Dunqian,WANG Shijiang. High quality and high speed drilling technology for ultra-shallow horizontal wells in the Weibei Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016,44(4):12-16.
- [2] 刘魁威,刘霞,邱建军,等.井控超浅层大位移井水平井钻井液体系[J].断块油气田,2008,15(5):88-90.
LIU Kuiwei,LIU Xia,QIU Jianjun,et al. Drilling fluid for extended reach horizontal well with ultra-shallow layer in Block Jinglou[J]. Fault-Block Oil & Gas Field,2008,15(5):88-90.
- [3] 苏勤,侯绪田.窄安全密度窗口条件下钻井设计技术探讨[J].石油钻探技术,2011,39(3):62-65.
SU Qin, HOU Xutian. Research on drilling design techniques for narrow mud weight window [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011,39(3):62-65.
- [4] 郝世彦,李伟峰,郭春芬.超低渗浅层油藏水平井钻井技术难点与突破[J].中国石油勘探,2017,22(5):15-20.
HAO Shiyan,LI Weifeng,GUO Chunfen. Technical difficulties and breakthroughs in drilling horizontal wells in shallow and ultra-low permeability reservoirs[J]. China Petroleum Exploration,2017,22(5):15-20.
- [5] 赵家明,胡家森,刘秋霞,等.定向井泥页岩地层复杂事故处理[J].石油钻采工艺,2016,38(1):23-29.
ZHAO Jiaming,HU Jiasen,LIU Qiuxia, et al. Handling of complex accidents in shale formations of directional well[J]. Oil Drilling & Production Technology,2016,38(1):23-29.
- [6] 张艳娜,孙金声,王倩,等.国内外钻井液技术新进展[J].天然气工业,2011,31(7):47-54,62.
ZHANG Yanna,SUN Jinsheng,WANG Qian, et al. New pro-

- gress in drilling fluid technology at home and abroad[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(7): 47–54, 62.
- [7] 谢克姜, 胡文军, 方满宗. PRD 储层钻井液技术研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(6): 99–101.
XIE Kejiang, HU Wenjun, FANG Manzong. Research and application of drilling in rfluid in reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(6): 99–101.
- [8] 马美娜, 许明标, 唐海雄, 等. 有效降解 PRD 钻井液的低温破胶剂 JPC 室内研究[J]. 油田化学, 2005, 22(4): 289–291.
MA Meina, XU Mingbiao, TANG Haixiong, et al. Low temperature gel breaker JPC for breakdown of gelled PRD polymer drilling-in fluid in borehole bottom [J]. Oilfield Chemistry, 2005, 22(4): 289–291.
- [9] 赵峰, 唐洪明, 张俊斌, 等. LF13-1 油田 PRD 钻完井液体系储层保护效果优化研究[J]. 特种油气藏, 2010, 17(6): 88–90.
ZHAO Feng, TANG Hongming, ZHANG Junbin, et al. Optimization ofreservoir protection effect of PRD drilling and completionfluid system for LF13-1 Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2010, 17(6): 88–90.
- [10] 张伟国, 许明标, 由福昌. 直接返排钻井完井液储层保护机理分析[J]. 钻井液与完井液, 2017, 34(1): 87–91.
ZHANG Weiguo, XU Mingbiao, YOU Fuchang. Analysis of reservoir protection mechanism by direct drilling fluid flowback [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2017, 34(1): 87–91.
- [11] 韦红术, 张俊斌, 张伟国, 等. 泥饼可液化处理的 UltraFLO 钻井完井液[J]. 钻井液与完井液, 2015, 32(4): 37–39.
WEI Hongshu, ZHANG Junbin, ZHANG Weiguo, et al. Ultra-FLO drill-in-fluid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2015, 32(4): 37–39.
- [12] 文飞, 董殿彬, 田玉龙, 等. 抗高温无固相弱凝胶钻井完井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(4): 36–40.
WEN Fei, DONG Dianbin, TIAN Yulong et al. High tempera-ture solid free water base drill-in fluid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33(4): 36–40.
- [13] 郭永宾, 管申, 刘智勤, 等. 涠洲 12-1 油田水平井无固相有机盐钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(6): 31–36.
GUO Yongbin, GUAN Shen, LIU Zhiqin, et al. Solid-free organic salt drilling fluid for horizontal wells in the Weizhou 12-
- 1 Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 31–36.
- [14] 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. Optimiza-tion and application of drilling fluid in the shallow extended-reach horizontal well in Dongfang 1-1 Gasfield[J]. Oil Drill-ing & Production Technology, 2017, 39(6): 713–718.
- [15] 钟汉毅, 邱正松, 黄维安, 等. 聚胺水基钻井液特性实验评价[J]. 油田化学, 2010, 27(2): 119–123.
ZHONG Hanyi, QIU Zhengsong, HUANG Weian, et al. Ex-perimental evaluation on polyamine water-based drilling fluid [J]. Oilfield Chemistry, 2010, 27(2): 119–123.
- [16] 钟汉毅, 黄维安, 林永学, 等. 新型聚胺页岩抑制剂性能评价[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(6): 44–48.
ZHONG Hanyi, HUANG Weian, LIN Yongxue, et al. Per-formance evaluation of nevel polyamine shale inhibitors[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(6): 44–48.
- [17] 叶成, 戎克生, 向冬梅, 等. 泥页岩胺类抑制剂 PEDAS 的研制与性能评价[J]. 断块油气田, 2017, 24(2): 269–272, 288.
YE Cheng, RONG Kesheng, XIANG Dongmei, et al. Preparation and performance of shale amine inhibitor PEDAS for drilling fluid[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(2): 269–272, 288.
- [18] 王贵, 蒲晓林. 提高地层承压能力的钻井液堵漏作用机理[J]. 石油学报, 2010, 31(6): 1009–1012.
WANG Gui, PU Xiaolin. Plugging mechanism of drilling fluid by enhancing wellbore pressure [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(6): 1009–1012.
- [19] 许成元, 康毅力, 游利军, 等. 裂缝性储层渗透率返排恢复率的影响因素[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(6): 17–21.
XU Chengyuan, KANG Yili, YOU Lijun, et al. Influential fac-tors on permeability recovery during flowback of fractured reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40 (6): 17–21.

[编辑 滕春鸣]