

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2020005

顺北油气田碳酸盐岩破碎性地层防塌钻井液技术

陈修平^{1,2}, 李双贵^{1,2}, 于洋^{1,2}, 周丹³

(1. 中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院, 新疆乌鲁木齐 830011; 2. 中国石化缝洞型油藏提高采收率重点实验室, 新疆乌鲁木齐 830011; 3. 中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂, 新疆克拉玛依 834000)

摘要: 为了解决顺北油气田奥陶系碳酸盐岩破碎性地层易发生井壁坍塌的问题, 从地质构造特征、地层裂缝发育及充填程度和井壁岩块受力等方面分析了井壁坍塌的原因, 发现造成井壁坍塌掉块的主要原因是强挤压段应力集中、地层微裂缝发育和定向井段受重力影响。虽然地层破碎、应力集中无法改变, 但可以提高钻井液的封堵性能, 通过有效充填、封堵微裂缝阻止压力传递, 同时钻井液保持较高的密度支撑井壁, 从而解决井壁坍塌问题。为此, 综合考虑强化钻井液封堵能力、控制钻井液高温高压滤失量和优化钻井液动塑比等, 优选了防塌钻井液配方, 并保持较高的钻井液密度以支撑井壁, 形成了防塌钻井液技术。该技术在顺北 X 井进行了现场试验, 钻进中扭矩稳定, 机械钻速较高, 井径扩大率较小, 防塌效果良好, 可为其他油气田破碎性地层的高效、安全钻井提供借鉴。

关键词: 碳酸盐岩; 破碎性地层; 井眼失稳; 防塌钻井液; 顺北油气田

中图分类号: TE254⁺.6 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2020)02-0012-05

Anti-Collapse Drilling Fluid Technology for Broken Carbonate Formation in Shunbei Oil and Gas Field

CHEN Xiuping^{1,2}, LI Shuanggui^{1,2}, YU Yang^{1,2}, ZHOU Dan³

(1. Research Institute of Petroleum Engineering, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 2. Sinopec Key Laboratory of Enhanced Recovery for Fracture-Cave Oil Reservoir, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 3. Baikouquan Oil Production Plant, PetroChina Xinjiang Oilfield Branch, Karamay, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: In order to solve the problem of wellbore collapse in broken carbonate formation of Ordovician in Shunbei Oil and Gas Field, this paper analyzed the cause of wellbore collapse from the characteristics of geological structure, the development and filling of fractures in the formation, and the stress on the wellbore block. It was found that the stress concentration in the strong compression section, the development of micro fractures in the formation and the influence of gravity on the directional interval were the main causes of wellbore collapse. According to the analysis, since the formation fragmentation and stress concentration could not be changed, the problem of wellbore collapse could only be solved by improving the plugging performance of the drilling fluid through effective filling and plugging of micro fractures, preventing the transmission of pressure and maintaining a high density for stress support. Therefore, the anti-collapse drilling fluid was prepared from the aspects of strengthening the plugging ability, controlling the filtration at high temperatures and pressures, optimizing the yield point and plastic viscosity ratio of the drilling fluid, etc., so as to improve its anti-collapse performance. The field test of Well Shunbei X showed that after adopting this anti-collapse drilling fluid technology, the drilling torque was stable, the ROP was high, the hole diameter enlargement ratio was small, and the anti-collapse effect was good, which could provide reference for efficient and safe drilling under the similar conditions.

Key words: carbonate rocks; broken formation; wellbore instability; anti-collapse drilling fluid; Shunbei Oil and Gas Field

碳酸盐岩破碎性地层天然裂缝、层理面和弱面发育, 胶结性差, 钻井过程中易发生井壁坍塌掉块, 严重时会造成卡钻, 导致钻井周期增长、钻井成本增加^[1-3]。顺北油气田 5 号断裂带深层油气勘探开发时, 遇到了超深碳酸盐岩破碎性地层井壁坍塌问题^[4-5]。2018 年以来, 多口井因钻遇碳酸盐岩破碎性

收稿日期: 2019-05-13; 改回日期: 2019-12-18。

作者简介: 陈修平(1988—), 男, 山东莒县人, 2010 年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业, 2016 年获中国石油大学(华东)油气井工程专业博士学位, 工程师, 主要从事岩石力学、流体力学方面的研究工作。E-mail: exp19882006@163.com。

基金项目: 中国石油化工股份有限公司重大科技项目群“顺北油气田一区优快钻井技术研究”(编号: P18021-1)部分研究内容。

地层,出现了井壁坍塌掉块(掉块呈多边形,长度和宽度约 2.0 cm,棱角磨圆)严重的情况,阻卡频繁,导致多次回填侧钻,情况最严重的 5 口井钻井周期共延长 913 d,钻井成本增加 1.3 亿元,严重影响了顺北油气田的勘探开发速度。因此,分析顺北油气田超深碳酸盐岩破碎性地层井壁坍塌原因,并提出技术对策,对提高钻井速度、降低钻井成本具有重要现实意义。目前,国内外超深碳酸盐岩破碎性地层钻井防塌的案例较少,可借鉴的技术措施不多^[6-8]。为此,笔者针对顺北油气田奥陶系碳酸盐岩破碎性地层井壁坍塌的问题,从地质构造特征、地层裂缝发育情况(破碎程度)和井壁岩块受力等方面分析了井壁坍塌的原因,根据井壁坍塌原因,借鉴国内外钻井液封堵防塌技术,优选并级配微米与亚微米级刚性、塑性封堵材料,使钻井液中的固相能封堵地层中所有尺度的裂缝,阻止压力传递,同时钻井液保持较高的密度,以支撑井壁,现场试验取得了良好的封堵防塌效果。

1 碳酸盐岩破碎性地层井壁坍塌原因

1.1 地质构造特征

顺北油气田 5 号断裂带北段以挤压构造为主,挤压构造地层存在一个“中性面”,“中性面”以浅地层处于拉张状态,“中性面”以深地层处于挤压状态,如图 1 所示(图中,蓝色线条为井眼轨迹)。

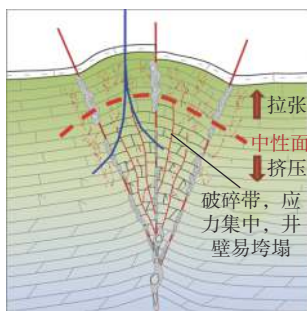


图 1 顺北油气田 5 号断裂带北段挤压构造示意

Fig.1 Compressional structure in the north section of No. 5 fault zone of Shunbei Oil and Gas Field

由图 1 可知,“中性面”以深地层存在应力集中(最大水平主应力和最小水平主应力之差大),钻开井眼后应力释放,井内钻井液液柱压力取代原地层对井壁的支撑,破坏了地层原有的应力平衡,引起井眼周围应力重新分布,造成井壁坍塌掉块。

利用同区块某井取自压隆构造的全尺寸岩心,在其水平方向上每间隔 45°钻取 3 个岩样,进行了基于岩石 kaiser 效应的地应力测试。结果发现:最大水平主应力为 175 MPa,最小水平主应力为 140 MPa,其差值高达 35 MPa。这说明断裂破碎带地层应力集中,钻开井眼后应力释放,易导致井壁坍塌。

1.2 地层裂缝发育及裂缝充填情况

受强构造运动影响,断裂破碎带地层发育大量微裂缝,其岩心薄片照片见图 2。

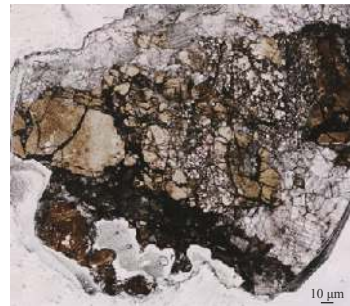


图 2 破碎性地层岩心薄片

Fig.2 Core slice of broken formation

由图 2 可知,虽然岩心整体上完整,但发育大量的微裂缝,裂缝尺寸为微米—纳米级别,形成了一种“破而不碎”的结构。如果钻井液封堵能力不强,钻井液滤液进入微裂缝,一方面会使黏土发生水化(如果胶结物中存在黏土),产生膨胀压力;另一方面会增大微裂缝中的孔隙压力,导致井壁坍塌掉块。

另外,裂缝被硅质胶结物、方解石等充填,胶结强度低,钻井过程中钻头转动、钻具撞击和压力波动均会破坏岩石的胶结作用,使岩石的整体强度降低,导致井壁坍塌掉块。

1.3 井壁岩块受力情况

破碎性地层井周岩体是非连续碎块,可以假设为由离散单元块体和割理组成的模型,如图 3 所示。图 3 中:①,②,...,⑤为岩块编号; a, b 为破碎性岩块的尺寸,mm; σ_1 和 σ_2 为岩块受到的压应力,MPa; σ_{31} 为岩块③和①接触面的压应力,MPa; σ_{41} 为岩块④和①接触面的压应力,MPa; σ_{51} 为岩块⑤和①接触面的压应力,MPa; τ_{31} 为岩块③和①接触面的剪应力,MPa; τ_{41} 为岩块④和①接触面的剪应力,MPa; τ_{51} 为岩块⑤和①接触面的剪应力,MPa; p_i 为井筒内的液柱压力,MPa。

对于井壁岩块来说,岩块①夹在 2 个裂缝面之间,最容易发生掉块,因此以岩块①为例分析其受

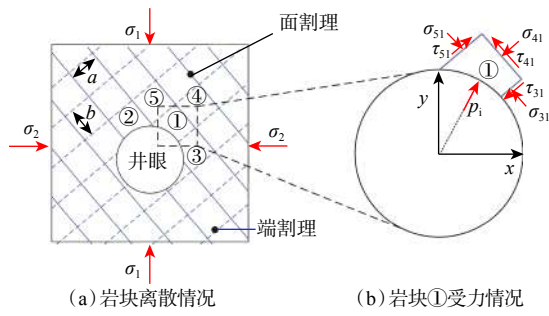


图 3 直井眼周围破碎性岩块受力示意

Fig.3 Stress diagram of broken block around straight hole

力情况:对于直井,其受到 σ_{31} , τ_{31} , σ_{41} , τ_{41} , σ_{51} , τ_{51} 和 p_i 的共同作用;而对于定向井和水平井,岩块①还受到重力分量的作用,其对井壁坍塌掉块是不利因素。因此,对于相同条件下的破碎性地层,定向井和水平井更容易发生井壁坍塌掉块,分析结果如图 4 所示。

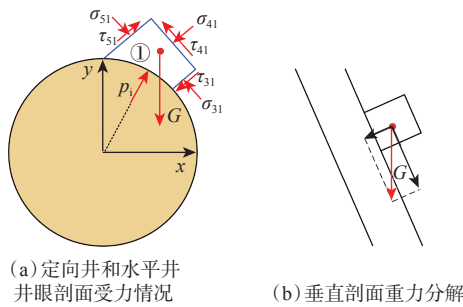


图 4 定向井眼周围破碎性岩块受力示意

Fig.4 Stress diagram of broken block around oriented hole

2 防塌钻井液关键技术

由上述分析可知,导致顺北油气田碳酸盐岩破碎性地层井壁坍塌的主要原因是地层破碎、应力集中和微裂缝发育。其中,地层破碎、应力集中是内因,无法改变;只有微裂缝可以利用钻井液充填、封堵,阻止压力传递,使破碎性地层不“破碎”,同时保持较高的钻井液密度以支撑井壁,从而解决井壁坍塌问题。

2.1 防塌钻井液基本配方

以取自顺北 A 井、顺北 B 井和顺北 C 井奥陶系碳酸盐岩破碎性地层的岩心为研究对象,利用 X 射线衍射仪分析其矿物组成,结果见表 1。

由表 1 可知,其地层岩石矿物组成主要为方解石和白云石,不含黏土。对于不含黏土矿物的地层,不考虑水化作用对井壁稳定性的影响,主要是利用

表 1 顺北油气田 3 口井所取岩心的矿物组成

Table 1 Mineral composition of cores from 3 wells in Shunbei Oil and Gas Field

取心井	岩样中矿物含量, %						
	石英	斜长石	方解石	白云石	方沸石	赤铁矿	黏土
顺北A井	11.6	2.0	0	81.3	1.2	3.9	0
顺北B井	2.9	0	72.1	23.7	0	1.3	0
顺北C井	2.5	0.6	96.9	0	0	0	0

固相颗粒对微裂缝进行全面封堵。相对于油基钻井液,微纳米固相颗粒在水基钻井液中的分散性更好,同时考虑成本、环保要求和储层录井效果等因素,选用水基防塌钻井液,其基本配方为:2.0%~3.0% 膨润土+0.2%~0.3% 烧碱+0.1%~0.2% 纯碱+3.0%~4.0% SMP-III+3.0%~4.0% SPNH+1.0%~2.0% 抗高温降滤失剂+1.0%~3.0% 高软化点沥青+0.5%~1.5% 高温高压屏蔽剂+石灰石。

2.2 钻井液性能的强化

2.2.1 封堵性能

在钻进碳酸盐岩破碎性地层时,对其所有尺度的裂缝进行全面有效封堵是保持井壁稳定的必要条件^[9]。根据水基钻井液中黏土粒径 1~3 μm 、加重材料粒径 30~100 μm 的实际情况,要全面封堵裂缝需要在钻井液中补充粒径 3~30 μm 的固相颗粒。为此,设计加入 2 种刚性颗粒材料(GWQH I 和 GWQH II)、2 种塑性可变形颗粒材料(SWQH I、SWQH II)和 1 种微纳米乳液(NFT)。刚性颗粒材料的主要作用是利用架桥原理形成致密封堵层;塑性可变形颗粒材料的主要作用是变形填充刚性颗粒间的微空隙,使封堵层更加致密;微纳米乳液的主要作用是填充更小的空隙,使封堵层更加致密。其粒径分布如图 5 所示。

由图 5 可知,5 种材料的粒径分布: d_{50} 为 3~14 μm , d_{80} 为 7~32 μm 。

2.2.2 其他性能

防塌钻井液其他性能的强化,主要包括:控制高温高压滤失量,使其在井底温度下不大于 10 mL,初始滤失量不大于 1 mL,且滤失量越低越好;动塑比控制在 0.50 左右,以保证钻井液具有良好的携岩能力。

2.3 钻井液密度的选择

对于碳酸盐岩破碎性地层,提高钻井液密度进行应力支撑,只会在初期有一定的防塌效果^[10-11]。当钻井液或滤液进入裂缝,裂缝张开后,会出现以下 2 方面的问题:1)缝面间的摩擦力大大降低,使

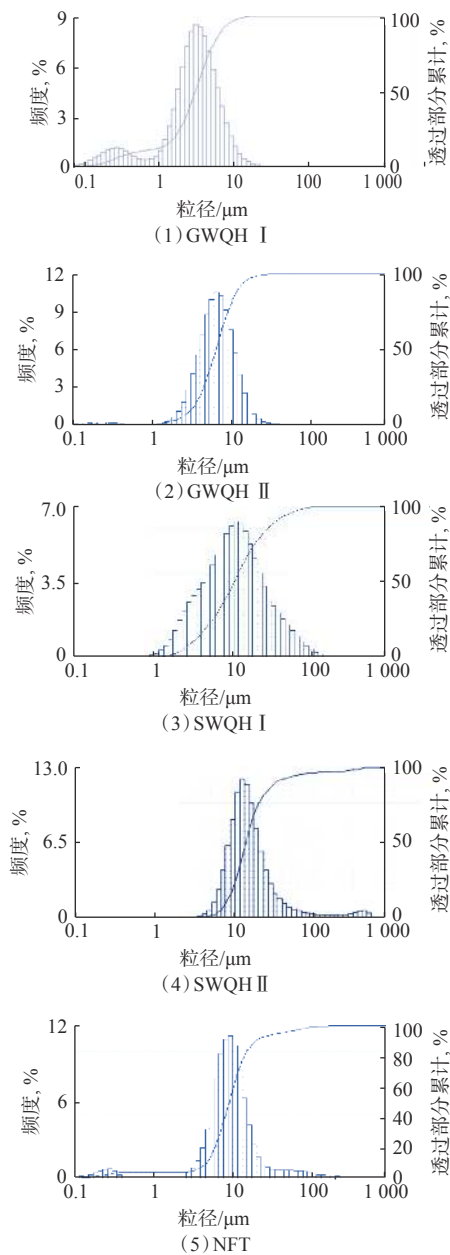


图 5 5 种封堵材料的粒径分布

Fig. 5 Particle size distribution of five plugging materials

坍塌压力大幅度上升; 2) 如果地层中含有黏土, 因其具有水化膨胀特性, 将会促进和激化井壁坍塌掉块。因此, 应该根据工程经验或理论计算确定合理的钻井液密度。

3 现场试验

顺北 X 井是位于顺北油气田 5 号断裂带北部的大斜度井, 设计井深 8 012.99 m, 垂深 7 710.00 m, 最大井斜角 70.3°。与其水平距离 698.00 m 的邻井共进行了 4 次侧钻, 侧钻过程中垮塌严重, 阻卡频繁;

预测该井在 7 830.00~7 920.00 m 井段钻遇断裂面, 可能发生地层破碎和应力集中, 存在垮塌掉块风险。因此, 该井在钻进碳酸盐岩破碎性地层时试验应用了防塌钻井液技术。

基于“合适的钻井液密度”+“强化封堵防塌”的思路, 将钻井液密度确定为 1.29 kg/L, 并在钻井液基本配方的基础上添加以下封堵材料: 1.5% 井壁强化剂 GWQH I+1.5% 井壁强化剂 GWQH II+1.0%~3.0% 磺化沥青 SWQH I+1.0%~3.0% 磺化沥青 SWQH II+2.0%~3.0% NFT- II。钻井液的粒径分布如图 6 所示。

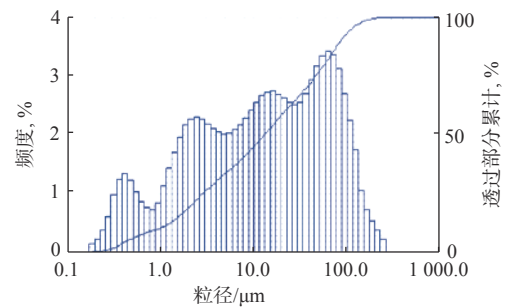


图 6 顺北 X 井钻井液粒度分布

Fig. 6 Grain size distribution of drilling fluid in Well Shunbei X

由图 6 可知, 封堵颗粒的粒径分布为 0.2~200.0 μm, 85% 以上的颗粒粒径在 100 μm 以内(粒径 100 nm~46 μm 的颗粒占 70.0%)。

同时, 采取了处理掉块、防掉块卡钻和防蹩跳钻的配套技术措施。钻进中扭矩正常, 泵压正常, 钻速较快, 短起下钻正常, 各趟钻起下钻无阻卡, 下钻一次到底。该井破碎带地层钻进过程中的钻时与扭矩情况如图 7 所示。

由图 7 可知, 钻时主要集中在 10~20 min/m, 说明机械钻速较高; 扭矩平稳, 在 10~12 kN·m。

另外, 顺北 X 井奥陶系碳酸盐岩层段的井径曲线如图 8 所示。

由图 8 可知, 顺北 X 井奥陶系碳酸盐岩层段井径整体比较规则, 平均井径扩大率仅 7.4%。

顺北 X 井使用防塌钻井液钻进碳酸盐岩破碎性地层的过程中, 扭矩平稳, 钻速较高, 未发生坍塌掉块, 说明采用防塌钻井液可以解决碳酸盐岩破碎性地层坍塌掉块的问题。

4 结论与建议

1) 强挤压构造地层应力集中、地层破碎并存在微裂缝和定向井中非连续岩块受重力作用, 是造成

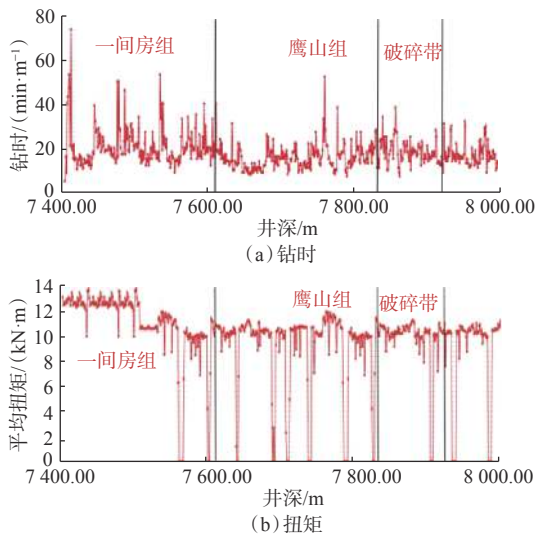


图7 顺北X井破碎带地层的钻时和扭矩

Fig.7 Drilling time and torque of broken formation in Well Shunbei X

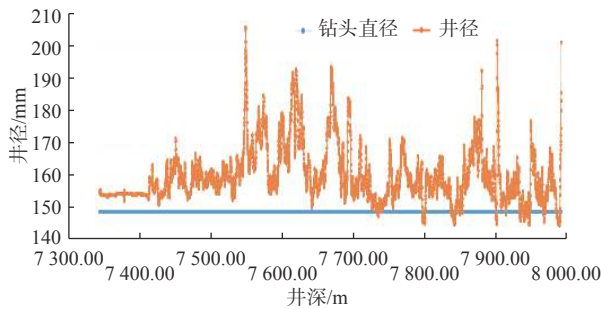


图8 顺北X井碳酸盐岩层段井径曲线

Fig.8 Caliper curve of carbonate interval in Well Shunbei X

顺北油气田碳酸盐岩破碎性地层井壁坍塌掉块的主要原因。

2) 顺北油气田碳酸盐岩破碎性地层井壁防塌的关键是强化钻井液的封堵性能, 阻止或减缓压力传递。

3) 根据微裂缝尺寸, 优选了相应粒径的刚性颗粒材料、塑性可变形颗粒材料和微纳米乳液, 形成了致密封堵层; 同时选择了合适的钻井液密度, 并控制滤失量、将动塑比控制在0.50左右, 形成了顺北油气田碳酸盐岩破碎性地层防塌钻井液技术。现场试验结果表明, 该防塌钻井液技术防塌效果良好, 钻进中扭矩平稳、钻速较高, 完钻后井径规则。

参 考 文 献

References

[1] 梁文利. 涪陵破碎性地层井壁失稳影响因素分析及技术对策[J].

天然气勘探与开发, 2018, 41(2): 70-73, 82.
 LIANG Wenli. Borehole instability in broken formations of Fuling Block: influence factors and countermeasures[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2018, 41(2): 70-73, 82.
 [2] 张立刚. 松辽盆地深层火成岩破碎机理及破岩效率评价[D]. 大庆: 东北石油大学, 2014.
 ZHANG Ligang. Research on the igneous rock crushing mechanism and efficiency in deep reservoir of Songliao Basin[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2014.
 [3] 申瑞臣, 屈平, 杨恒林. 煤层井壁稳定技术研究进展与发展趋势[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(3): 1-7.
 SHEN Ruichen, QU Ping, YANG Henglin. Advancement and development of coal bed wellbore stability technology[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(3): 1-7.
 [4] 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 reservoirs in the Shunbei Oil and Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 140-147.
 [5] 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.
 [6] CORNIELIS J, BRACHO L, MELENDEZ L, et al. Drilling through highly faulted/fractured zones: case study, an integral approach with successful results[R]. ARMA-2015-665, 2015.
 [7] 朱金智, 邹盛礼, 王书琪. 塔参1井破碎性白云岩地层防塌技术[J]. 石油钻探技术, 1999, 27(2): 35-37.
 ZHU Jinzhi, ZOU Shengli, WANG Shuqi. Anti-collapse technique for broken dolomite formation in Tacan Well 1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 1999, 27(2): 35-37.
 [8] 李翔, 李伟, 侯承勋. 塔深2井破碎性地层钻井技术难点及对策[J]. 西部探矿工程, 2013, 25(12): 35-36.
 LI Xiang, LI Wei, HOU Chengxun. Drilling technology difficulties and countermeasures in fractured formation in Well Tashen 2[J]. West-China Exploration Engineering, 2013, 25(12): 35-36.
 [9] 金军斌. 塔里木盆地顺北地区长裸眼钻井液技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2017, 44(4): 5-9.
 JIN Junbin. Drilling fluid technology of long open hole section in Shunbei Area of Tarim Basin[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2017, 44(4): 5-9.
 [10] PATEL N, PENKAR S, BLYTH M. Managing drilling risk using an integrated approach to real-time pore pressure prediction[R]. SPE 192692, 2018.
 [11] PAUL F, BRUNO L A, DOSUNMU A, et al. The effect of wellbore stability in naturally fractured reservoirs[R]. SPE 178267, 2015.

[编辑 令文学]