

高强度膨胀堵剂在超深套损井治理中的评价与应用研究

田磊¹,陈启龙¹,刘燕平¹,念镇镇²

1.中国石化西北油田分公司第三采油厂 新疆轮台 841604

2.榆林学院化学与化工学院 陕西榆林 719000

通讯作者:Email:56072641@qq.com

项目支持:“十三五”国家重大专项“塔里木盆地碳酸盐岩油气田提高采收率关键技术示范工程及配套工艺”(2016ZX05053)

引用:田磊,陈启龙,刘燕平,等. 高强度膨胀堵剂在超深套损井治理中的评价与应用研究[J]. 油气井测试,2020,29(2):56-61.

Cite: TIAN Lei, CHEN Qilong, LIU Yanping, et al. Evaluation and application of high strength expansion plugging agent for treatment of ultra-deep casing damage well [J]. Well Testing, 2020,29(2):56-61.

摘要 塔河油田套损井呈逐年增多趋势,且部分井出现重复套漏。采用以挤水泥为主的套损井治理工艺,同时配套封隔器卡封、套管短回接等技术进行套损井治理,存在一定局限性。高强度膨胀堵剂由高强度膨胀堵剂灰及其他物质按照一定比例调配而成,通过其特有的成分快速形成互穿网络结构,膨胀率达6%,封堵强度由常规水泥的7~8 MPa提高至24 MPa,具备良好的抗温性能和可泵注性,保证了施工安全。现场试验6井次,最大封堵井深6 044.0 m,最高施工压力30 MPa,封堵成功率100%。高强度膨胀堵剂对后期塔河油田超深井套损治理具有一定指导意义。

关键词 塔河油田;套损井;挤水泥;膨胀堵剂;互穿网络;封堵强度

中图分类号:TE256 文献标识码:B DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2020.02.010

Evaluation and application of high strength expansion plugging agent for treatment of ultra-deep casing damage well

TIAN Lei¹,CHEN Qilong¹, LIU Yanping¹, NIAN Zhenzhen²

1.No.3 Oil Production Plant of Sinopec Northwest Oilfield Company, Luntai, Xinjiang 841604, China

2.School of Chemistry and Chemical Engineering, Yulin University, Yulin, Shaanxi, 719000, China

Abstract: Casing damage wells are increasing year by year, and some wells have repeated casing leakage in Tahe Oilfield. There are some limitations in the treatment of casing damage wells using cement squeeze technology with packer blocking, casing short return and other techniques. The high-strength expansion plugging agent is made up of high-strength expansion plugging agent ash and other substances in a certain proportion. Through its unique components, it quickly forms an inter-penetrating network structure, with an expansion rate of 6%. The plugging strength is increased from 7~8 MPa of conventional cement to 24 MPa, with good temperature resistance and pumpability, which can ensure construction safety. It has been used in 6 wells for field test, the maximum plugging depth is 6 044.0 m, the maximum construction pressure is 30 MPa, and the plugging success rate is 100%. The high-strength expansion plugging agent has certain guiding significance for casing-damage treatment of ultra-deep wells in Tahe Oilfield.

Keywords: Tahe Oilfield; casing-damage well; cement squeeze; expansion plugging agent; inter-penetrating network; plugging strength

塔河油田位于新疆塔里木盆地北部,主体油藏为奥陶系碳酸盐岩油藏,属于缝洞型油藏。该油藏具有埋藏深(5 500.0~7 000.0 m)、高压、高温、高矿化度、高含硫化氢等特点。随着超深井、复杂地层井、含腐蚀介质油气井、水泥返高不够导致固井质量差油井的不断开采,套损现象日趋严重^[1-2]。

一直以来,国内各大油田先后开展了一系列的套损井治理及检测工作^[3-5]。大庆油田套损井尤为

严重,其套损井数占中石油国内油田套损井数一半以上。刘颖^[6]、刚晗等^[7]在大庆油田开展了深度1 200.0 m以内的取换套、内通径范围为108~112 mm的膨胀密封技术。罗有刚等^[8]在长庆油田陇东地区针对套损井开展了K341封隔器隔水采油治理。王学强等^[9]在长庆油田宁夏地区开展了以常规G级水泥为主体堵剂的化学封堵修复技术,封堵强度16 MPa。胜照平^[10]在中原油田文东区块针

对 1 000.0 m 以上井段开展了取换套技术,针对深部套损开展了套管加固技术应用。范红喜等^[11]通过优化段铣工艺施工参数,形成储气库老井段铣封堵技术,达到了有效封堵老井的目的。田启忠等^[12]、吴福源等^[13]分别在胜利油田、江苏油田应用了内通径为 124 mm 的长井段套管补贴修复技术,但缺点是修复后套管内径缩小。针对塔河油田 244.5 mm 套管漏失、177.8 mm 套管未回接至井口的套损井,王向东^[14]应用了短回接尾管固井技术,即将套管回接插头插入下部尾管回接筒内,进行套管回接固井封堵套损点。

而目前,塔河油田套损井类型主要以套管腐蚀穿孔为主。以挤水泥封堵为例。它是在一定的压力作用下挤压水泥浆,使水泥浆脱水、造壁、硬化并封堵射孔、裂缝、窜槽或者空隙的过程^[15-16]。影响挤水泥效果的因素主要有地层渗透率、套漏点固井质量,以及漏点吸水量等^[17]。

1 套损井挤水泥封堵存在问题分析

以塔河油田石炭系为例。该地层以细粒砂岩、粉砂岩和泥岩为主,孔喉直径 1.15~18.39 μm,常用 G 级水泥粒径小于 48 μm,超细水泥粒径小于 18 μm,理论上水泥基本不进地层。在挤水泥过程中,水泥更容易在套管与地层环空或原固井水泥环微裂缝空间固化,起到二次固井的作用,封堵示意图如图 1 所示。统计塔河油田采油三厂历年套损井挤水泥治理情况,挤堵成功率只有 69%,且平均有效时间 558 d。无效原因主要是漏点吸水指数差^[18],水泥进入微间隙的量很少,承压有限,后期高压注水、注气、储层改造等作业使漏点水泥再次被击穿导致失效^[19]。统计分析挤水泥作业发现,吸水指数小于 30 的套损段一般表现为水泥环微裂缝漏失,挤水泥基本无效。

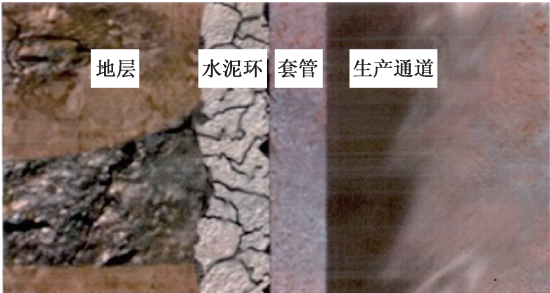


图 1 套损井漏点水泥环微裂缝示意图
Fig.1 Schematic diagram of cement sheath microfracture at the leakage point of a damaged well

与此同时,也开展了国内油田已经推广应用的封隔器卡封、取换套、膨胀管补贴,以及套管短回接等治理技术。但是,鉴于塔河油田油藏特殊性,井筒条件复杂,上述技术都存在一定的局限性(表 1)。为此,在分析塔河油田套损井治理现状的基础上,开展了高强度膨胀堵剂机理研究工作,并进行了现场应用试验。

表 1 塔河油田套损井前期治理工艺对比
Table 1 Comparison of early treatment technology for casing-damage wells in Tahe Oilfield

序号	类型	工艺局限性
1	挤水泥封堵	封堵强度低、有效期短
2	封隔器卡封*	稠油掺稀井、乳化井不适用
3	套管短回接	177.8 mm 套管回接井不适用、施工费用高
4	取换套管	超深井难度大,不适用
5	膨胀管补贴	缩小套管内通径,影响后期处理井筒施工

* 塔河油田某些区块以稠油开发或乳化油为主,需进行油套环空掺稀/加破乳剂生产。

2 高强度膨胀堵剂组成及封堵机理

塔河油田套损井治理主要以挤堵为主要治理手段,堵漏工艺或者影响油井正常掺稀或加药生产,或者牺牲原有井筒内径,均存在一定的局限性。鉴于常规挤水泥的局限性,为提高封堵有效期和强度,可采用高强度膨胀堵剂治理套损井。高强度膨胀堵剂是强于常规水泥的高效挤堵材料。

2.1 堵剂组成

高强度膨胀堵剂一般指由高强度膨胀堵剂灰及其他物质按照一定比例调配成的可流动性堵浆,堵浆具体由 100% 堵剂灰,61.6% 淡化水、4% 降失水剂、3.8% 缓凝剂、3% 分散剂,以及 0.2% 消泡剂组成。

其中高强度膨胀堵剂灰由胶凝剂、硫铝酸钙膨胀剂、高黏聚柔性纤维、微晶材料、增韧剂和活性微细填充剂等物质组成。

2.2 封堵机理

套损井修复作业过程中,在一定的泵压作用下,将具有特殊性能的高强度膨胀堵剂挤入漏点,此时在一定压差作用下,组份中的结构形成剂迅速将堵剂的其它组份聚凝在一起,挤出部分自由水,从而快速形成具有一定强度的互穿网络结构^[20],增大了堵剂在漏失层中的流动阻力,限制了封堵剂往漏失层深部的流动。随着堵剂的不断挤入,互穿网络结构的空隙不断地被充填,挤入压力不断上升,挤注过程中形成的封堵层中的胶凝材料在井下温度压力作用下,通过微晶材料、增韧剂和活性微细

填充剂的协同增效作用,形成本体强度和界面胶结强度高的固化体。

其中,堵剂中的膨胀活性组分通过自身的微膨胀作用进一步增强了界面胶结的紧密程度,在封闭性的内压力作用下,使堵剂微粒紧密接触,形成的水化产物结构细密,水化反应充分,促进了固化体本体和界面胶结强度的提高,从而实现对套损井漏点的高效封堵。

3 膨胀封堵性能评价

堵剂性能是评价堵剂最有效的指标,包括稠化性能、驻留性能、封堵强度、抗温性能,以及物理性能等指标。

3.1 稠化性能

稠化性能是堵浆的重要参数,是控制施工时间的重要依据。室内利用高温高压稠化仪对不同配方的堵浆在不同温度、不同压力下的堵浆稠化时间进行测试,测试结果见表 2。

表 2 不同压力、温度下堵浆稠化性能实验数据
Table 2 Experimental data of slurry plugging and thickening performance under different pressure and temperature

温度/ ℃	压力/ MPa	初始稠度/ BC *	稠化时间/ min
45	35	7	435
130	65	4	460
110	70	8	400
100	75	15	595
120	90	13	495
130	100	8	425
140	100	20	440
150	100	10	425
160	80	15	485

* 伯登,是水泥浆稠度单位。它是用高温高压稠化仪测定一定转速的叶片在水泥浆中受到的阻力值。

测试结果表明:①随温度升高,稠化时间变短;②堵浆实验中的稠化时间均大于 400 min 以上,能够满足现场安全施工的要求。可以根据井身结构、漏点位置等具体情况,调整在堵浆中添加缓凝剂 XNSD-H 加入量,从而控制堵浆的稠化时间。

3.2 驻留性能

在 90 ℃ 温度下测试,膨胀堵剂进入封堵层后,能够通过特殊的机制,快速形成互穿网络结构,有效地滞留在封堵层内,在一定压力下不返吐。通过对普通水泥、超细水泥和膨胀堵剂的驻留性能进行对比可以看出(表 3),膨胀堵剂可以形成一定承压能力的互穿网络结构,有利于堵剂在堵漏点的有效驻留,同时其微膨胀性使封堵强度大大提高至

24 MPa,较常规堵剂封堵强度提高 3 倍之多。

表 3 不同挤堵体系驻留试验与强度对比
Table 3 Resident test and strength comparison of different plugging systems

堵剂类型	形成互穿网络 结构时间/s	形成网络结构时 承压能力/MPa	封堵强度/ MPa
普通水泥	无结构形成	0	7.5
超细水泥	无结构形成	0	8.3
膨胀堵剂	18~35	6	24.0

3.3 胶结强度和膨胀率

通过模拟塔河油田碳酸盐岩高温、高矿化度井的井筒施工条件,在矿化度 25×10^4 mg/L、95 ℃ 和 150 ℃ 条件下高温、高压养护仪养护 48~240 h 后,测试膨胀堵剂固化体封堵强度随养护时间的变化规律。由试验可知:①随着养护时间的延长,堵剂的封堵强度增加;②150 ℃ 养护的堵剂固化体强度明显高于 95 ℃ 养护的堵剂强度;③膨胀堵剂的一、二界面胶结强度随着水灰比的减小而增加,其中在水灰比 0.769 的条件下,一界面的胶结强度达到 38.6 MPa,二界面的胶结强度大于 40 MPa。不同水灰比条件下的堵剂胶界面强度见表 4。同时,根据 JHPZ-II 膨胀仪系统测试,膨胀率最大达到 6%。

表 4 不同水灰比的堵剂强度测试数据
Table 4 Test data of plugging agent strength with different water cement ratios

水灰比	一界面	二界面	固化体
	胶结强度/MPa	胶结强度/MPa	长度/mm
1.250	26.6	30.76	80
1.000	28.4	34.56	80
0.909	32.4	35.48	80
0.833	36.8	39.78	80
0.769	38.6	>40.00	80

3.4 抗温性能

通过实验,测试了 30~190 ℃ 条件下水泥与膨胀性堵剂封堵强度,并进行了对比。实验表明:①膨胀堵剂的封堵强度随实验温度的升高不断增强,达到 110 ℃ 温度后,趋于稳定;②初期,常规水泥随着温度的升高封堵强度增强,达到 110 ℃ 温度后,强度有下降趋势,至 190 ℃ 温度条件下,抗压强度下降 5 MPa。总之,膨胀堵剂相比常规水泥堵剂具有较强的封堵性能和抗温性能。

3.5 物理性能

膨胀堵剂配制堵剂工艺与常规水泥浆类似。堵剂密度 1.45~1.70 g/cm³ 可调,表观黏度 25~85 mPa·s,流动性好,悬浮稳定性强,泵注性好,性能温和,只要不进入漏失层,堵浆在套管内能长时间

保持流动性,初终凝时间可调,不会出现闪凝现象,保证了施工安全。膨胀堵剂各阶段的物理状态如图 2 所示。

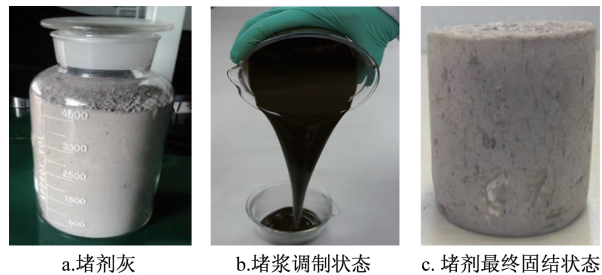


图 2 膨胀堵剂在不同阶段的物理状态
Fig.2 Physical state of expansion plugging agent in different stages

4 现场应用

针对前期套损井治理工艺的局限性问题,为高效治理套损井,保证井筒完整性,快速恢复油井生产,开展了高强度膨胀堵剂封堵工艺应用研究。

4.1 施工工序

先在套损点以下打悬空塞或下入桥塞;再通过“正替反挤”的方式,使堵剂在高压下被挤入漏点,在套管与地层之间形成胶结,达到封堵目的;最后,通过钻头把套管内的堵剂和水泥塞钻磨掉,使井筒恢复正常状态(图 3)。

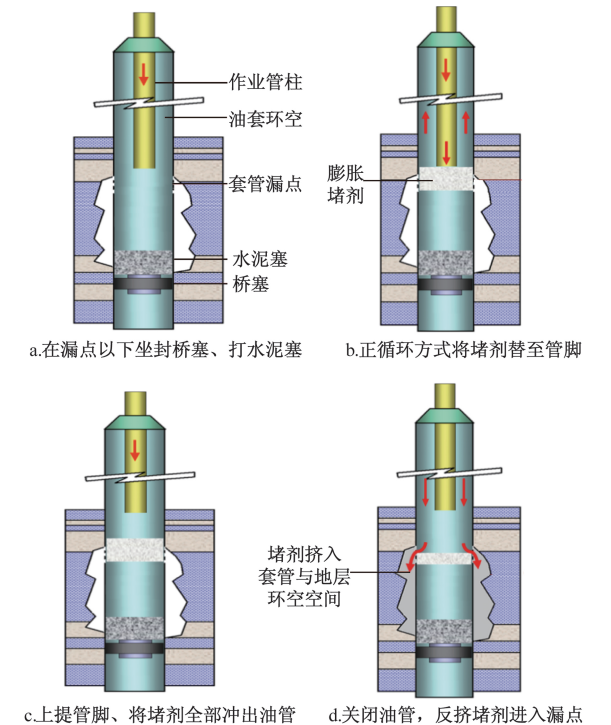


图 3 套损井油管挤入法修复示意图
Fig.3 Schematic diagram of repairing casing damaged well by tubing extrusion method

4.2 典型案例

TP1’井是塔河油田一口开发井,2009 年完井投产,生产层位奥陶系一间房组,累产油 3.7×10^4 t。2017 年开始持续高含水,间开无效,初步怀疑套漏。2018 年 9 月井温测试发现,177.8 mm 套管存在漏点,漏点位置为 5 807.0~5 809.0 m,层位柯坪塔格组(S_1k)。于 10 月上修进行套漏修复作业,井身结构如图 4 所示。



图 4 TP1’井井身结构示意图
Fig.4 Schematic diagram of well bore structure of Well TP1’

主要施工工序:①下入 177.8 mm 可钻式桥塞,坐封位置 5 920.0 m,对桥塞上部井筒打压 20 MPa,观察 10 min,压力由 20 MPa \downarrow 17 MPa;②打悬空水泥塞,塞面位置 5 857.0 m;③组下挤堵管柱,对 5 807.0~5 809.0 m 漏点挤入高强度膨胀堵剂 3.5 m^3 (实际进入漏点 0.8 m^3),关井候凝 48 h;④扫塞到漏点对全井筒打压 15 MPa,30 min 内无压降,判定对漏点挤堵合格;⑤继续扫掉悬空塞及桥塞;⑥机抽完井。

施工后,平均含水由前期的 100% 下降到 65%,具体生产情况如图 5 所示,达到了封堵套漏点出水通道的目的。

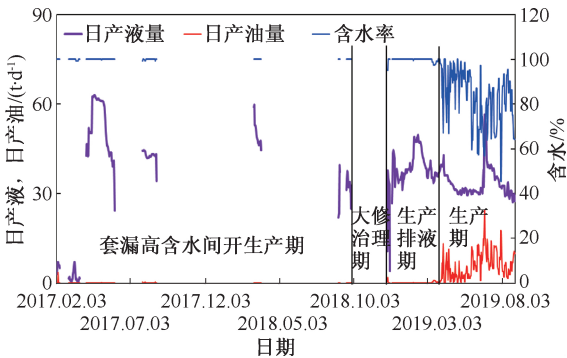


图 5 TP1’井套漏修复前后生产曲线
Fig.5 Production curves of Well TP1’ before and after casing leakage repair

目前,针对 244.475 mm 套管和 177.8 mm 套管的深部腐蚀穿孔漏点,现场开展了高强度膨胀堵剂封堵试验 6 井次,最高施工压力 30 MPa,最大挤入量 20.9 m³,具体施工情况见表 5,一次封堵成功率 100%,措施有效率 100%,取得了良好的效果。

表 5 塔河油田高强度膨胀堵剂施工统计
Table 5 Construction statistics of high strength expansion plugging agent in Tahe Oilfield

井号	施工时间	套损深度*/ m	施工压力 /MPa	堵剂 用量/m ³	堵剂 挤入量/m ³
TP1'	2018.10	5 807.0~5 809.0	19	3.5	0.8
TK1'	2018.10	4 292.0~4 295.0	25	4.0	1.9
TP2'	2018.11	4 243.0~4 246.0	25	7.0	0.9
TH1'	2019.05	4 450.0~4 680.0	30	26.0	20.9
TP3'	2019.05	6 042.0~6 044.0	15	2.0	0.2
TH2'	2019.06	3 979.0~3 997.0	30	3.0	1.2

* 采用封隔器卡封中值法与井温找漏测试综合确定。

5 结论

(1)高强度膨胀堵剂可以在 18~35 s 内形成互穿网络结构,使封堵强度最高达到 24 MPa,膨胀率最大达到 6%。同时,稠化、抗温和物理性能表明,高强度膨胀堵剂可以满足塔河油田碳酸盐岩油藏高温、高压、高矿化度的复杂井筒条件,且具有良好的注入性,初凝时间可调整,确保了施工安全。

(2)与常规水泥、超细水泥相比,高强度膨胀堵剂封堵强度较前两者提高 3 倍之多。塔河油田平均套损点深度为 4 000.0~5 000.0 m,井筒长期处于高温、高压条件,在不改变井筒内径和正常生产管柱的前提下,高强度膨胀堵剂更有利于对超深井漏点进行高效封堵。

(3)目前,塔河油田因井筒及油藏开发限制,套损井治理工艺还存在一些不足,在一定程度上制约了井筒完整性发展。高强度膨胀堵剂为塔河油田超深套损井治理探索了新的方向,具有较大的推广应用价值。

致谢:感谢西北油田分公司石油工程研究院在堵剂实验阶段提供的大力支持;感谢采油三厂开发研究所领导和同事在论文撰写过程中提出的宝贵意见,以及给予的查询资料的便利。

参考文献

[1] 冯星铮,练章华,范青. 塔河油田套管损坏原因及损坏

机理分析[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版),2010,12(6):70-72.
FENG Xingzheng, LIAN Zhanghua, FAN Qing. Causes and mechanism of casing damage in Tahe Oilfield [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2010,12(6):70-72.
[2] 孙桓,朱华,王超. 塔河油田套损现状及治理工艺[J]. 西部探矿工程,2011,23(3):41-42,46.
SUN Huan, ZHU Hua, WANG Chao. Current situation and treatment technology of casing damage in Tahe Oilfield [J]. West-China Exploration Engineering, 2011, 23(3):41-42,46.
[3] 詹逸伦. 大庆油田套损井治理技术研究[J]. 化学工程与装备,2018(9):84-86.
ZHAN Yilun. Study on casing damage well treatment technology in Daqing Oilfield [J]. Chemical Engineering & Equipment, 2018(9):84-86.
[4] 郑权宝. 塔中塔北区块新井套损原因分析与预防措施研究[D]. 北京:中国石油大学(北京),2017.
ZHENG Quanbao. Cause analysis and preventive measures of new well casing deformation in Tazhong and Tabei area [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.
[5] 杨景海,闫术,赵向民,等. 利用试井技术检测报废井封堵效果[J]. 油气井测试,2019,28(6):66-72.
YANG Jinghai, YAN Shu, ZHAO Xiangmin, et al. Testing the plugging effect of abandoned wells by well testing technology [J]. Well Testing, 2019,28(6):66-72.
[6] 刘颖. 国内外老油田套损特征及大庆油田套损防控建议[J]. 大庆石油地质与开发,2019,38(6):58-65.
LIU Ying. Casing failure characteristics of the mature oilfields at home and abroad and suggestions of the failure prevention and control for Daqing Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019,38(6):58-65.
[7] 刚晗,卫秀芬,唐洁. 大庆油田修井工艺技术现状及发展方向[J]. 非常规油气,2018,5(4):100-106.
GANG Han, WEI Xiufen, TANG Jie. Technical current status and development direction of workover technology in Daqing Oilfield [J]. Unconventional Oil & Gas, 2018,5(4):100-106.
[8] 罗有刚,刘江波,梁万银,等. K341 长胶筒封隔器在套损井隔水采油中的应用[J]. 石油机械,2017,45(12):67-70.
LUO Yougang, LIU Jiangbo, LIANG Wanyin, et al. Application of the K341 long rubber packer in casing damaged well for water layer isolation [J]. China Petroleum Machinery, 2017,45(12):67-70.

- [9] 王学强,蒋建勋,王宝明. 套损井化学堵漏修复技术及其在长庆油田的推广[J]. 天然气勘探与开发, 2007, 30(4): 56-59.
WANG Xueqiang, JIANG Jianxun, WANG Baoming. Chemical loss circulation control and recondition technology for casing damage wells and its application to Changqing Oilfield [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2007, 30(4): 56-59.
- [10] 胜照平. 套管修复技术在中原油田的应用[J]. 钻采工艺, 2012, 35(1): 108-110.
SHENG Zhaoping. Application of casing repair technique in Zhongyuan Oilfield [J]. Drilling & Production Technology, 2012, 35(1): 108-110.
- [11] 范红喜,张亚明,王海军,等. 苏桥储气库苏1-7井动力水龙头段铣封堵工艺技术[J]. 油气井测试, 2016, 25(3): 64-66, 68.
FAN Hongxi, ZHANG Yaming, WANG Haijun, et al. Section milling and plugging technology by power swivel in Su 1-7 Well of the Suqiao gas storage [J]. Well Testing, 2016, 25(3): 64-66, 68.
- [12] 田启忠,温盛魁,伊伟锴,等. 长井段套管破损补贴修复技术研究与应用[J]. 石油机械, 2015, 43(11): 88-91.
TIAN Qizhong, WEN Shengkui, YIN Weikai, et al. Patching techniques for reparation of damaged casing in long well interval [J]. China Petroleum Machinery, 2015, 43(11): 88-91.
- [13] 吴福源,李良军,柳涛,等. 江苏油田套管修复工艺技术探讨及现场应用[J]. 油气井测试, 2007, 16(5): 56-58.
WU Fuyuan, LI Liangjun, LIU Tao, et al. Discuss on repair tech for case of Jiangsu Oilfield and its field application [J]. Well Testing, 2007, 16(5): 56-58.
- [14] 王向东. 短回接尾管固井技术在补救固井中的应用[J]. 石油钻探技术, 2003, 31(2): 62-63.
WANG Xiangdong. Application of short liner cementing technique in remedial cementing jobs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2003, 31(2): 62-63.
- [15] 杨雄. 吐哈油田油水井水泥封堵工艺的优化与应用[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2014.
YANG Xiong. Optimization and application of oil-water well cement seal technique in Tuha Oilfield [D]. Dongying: China University of Petroleum (EastChina), 2014.
- [16] 杨建华,王斌,师清磊,等. 油井水泥浆堵水工艺技术[J]. 钻采工艺, 2000, 23(3): 85-88.
YANG Jianhua, WANG Bin, SHI Qinglei, et al. Water shutoff technology of cement slurry of oil well [J]. Drilling & Production Technology, 2000, 23(3): 85-88.
- [17] 马虎戎. 塔河南部石炭系卡拉沙依组储层特征及主控因素[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
MA Hurong. Reservoir characteristics and main controlling factors of carboniferous Kalashai group in the south of Tahe Oilfield [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [18] 宋丽阳. 疏松砂岩地层注水井生产动态分析[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016.
SONG Liyang. Study on the performance of water injection wells in unconsolidated sandstone reservoir [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016.
- [19] 唐汝众,张士诚,俞然刚. 高内压压固井水泥环损坏机理研究[J]. 钻采工艺, 2012, 35(1): 14-16.
TANG Ruzhong, ZHANG Shicheng, YU Rangang. Research on mechanism of cement sheath damage under high inner pressure [J]. Drilling & Production Technology, 2012, 35(1): 14-16.
- [20] 韩光明,李岩芳,谢滔,等. 微膨胀封堵技术在套损井治理中的研究与应用[J]. 钻采工艺, 2019, 42(2): 112-114.
HAN Guangming, LI Yanfang, XIE Tao, et al. Research and application of micro-expansion plugging technology in casing loss well management [J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(2): 112-114.

编辑 王 军

第一作者简介:田磊,男,1986年出生,硕士,工程师,2013年毕业于西安石油大学油气井工程专业,从事采油工艺技术研究工作。电话:0996-4676581,18999620860;Email:56072641@qq.com。通信地址:新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县中石化西北油田分公司采油三厂,邮政编码:841604。