

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2020071

引用格式: 吴柏志, 张怀兵. 满深 1 井碳酸盐岩地层自愈合水泥浆固井技术 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(1): 67-73.

WU Bozhi, ZHANG Huaibing. Cementing technology of a self-healing cement slurry in the carbonate formations in the Well Manshen 1 [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(1): 67-73.

满深 1 井碳酸盐岩地层自愈合水泥浆固井技术

吴柏志¹, 张怀兵²

(1. 中石化中原石油工程有限公司, 河南濮阳 457001; 2. 中石化中原石油工程有限公司塔里木分公司, 新疆库尔勒 841000)

摘 要: 满深 1 井三开钻遇破碎性碳酸盐岩地层, 井壁掉块严重, 井径不规则, 且目的层油气显示活跃, 三开尾管固井时顶替效率低, 压稳和防漏矛盾突出。为确保该井三开固井施工安全顺利, 并保障固井质量, 通过选用自愈合剂 BCY-200S 和与其配伍性好的水泥添加剂, 形成了自愈合水泥浆, 并针对下套管和固井时容易发生漏失的问题, 在根据前期施工情况准确判断漏层位置的基础上, 采用了正注反挤固井工艺。满深 1 井三开碳酸盐岩地层采用自愈合水泥浆和正注反挤固井工艺后, 固井作业安全顺利, 既封固了产层, 后期作业中也未出现环空气窜现象。研究和实践表明, 自愈合水泥石遇油气可自动修复微裂缝, 达到封固产层的目的, 可解决塔里木油田高压天然气井环空带压及层间窜流的问题。

关键词: 自愈合水泥浆; 碳酸盐岩; 破碎地层; 固井质量; 水泥浆性能; 满深 1 井

中图分类号: TE256⁺.4

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2021)01-0067-07

Cementing Technology of a Self-Healing Cement Slurry in the Carbonate Formations in the Well Manshen 1

WU Bozhi¹, ZHANG Huaibing²

(1. Sinopec Zhongyuan Oilfield Service Corporation, Puyang, Henan 457001, China; 2. Tarim Branch of Sinopec Zhongyuan Oilfield Service Corporation, Korla, Xinjiang, 841000, China)

Abstract: During the drilling of the fractured carbonate formation in the third spud of Well Manshen 1, serious problems were encountered such as severe sloughing of the borehole wall, irregular hole diameters, active oil and gas shows of the target layer, low displacement efficiency during tri-liner cementing, and prominent contradiction between pressure stabilization and lost circulation control. In order to ensure the safe and smooth cementing operation of the third spud of the well and guarantee the cementing quality, a self-healing cement slurry was prepared by self-healing agent BCY-200S and cement additives with good compatibility with the agent. In addition, considering that lost circulation occurred easily when running casing and cementing, the “forward injection and reverse squeeze” technique was adopted on the basis of accurately determining the position of the leakage layer according to the previous construction situation. After the application of the self-healing cement slurry and the “forward injection and reverse squeeze” cementing technique to the carbonate formation in the third spud of Well Manshen 1, the cementing operation was safe and smooth. It not only sealed the pay zone but also avoided the annular channeling in the later operation. The research and practice demonstrated that the self-healing cement could automatically repair the microfractures after encountering oil and gas. In this way, they could achieve the goal of sealing the pay zone and solving the problems of annular pressure and interlayer cross-flow in the high-pressure natural gas wells of the Tarim Oilfield.

Key words: self-healing cement slurry; carbonate rock; fractured formation; cementing quality; cement slurry property; Well Manshen 1

满深 1 井位于新疆沙雅县境内, 是塔里木油田部署在塔河南岸勘探新区的一口重点探井, 目的层为距今 4.4 亿年的古老海相碳酸盐岩地层, 埋深近

8 000.00 m^[1]。该井的井身结构: 一开, 采用 $\phi 444.5$ mm 钻头钻至井深 1 498.00 m, $\phi 365.4$ mm 套管下至井深 1 498.00 m; 二开, 采用 $\phi 333.4$ mm 钻头钻至井深

收稿日期: 2020-05-25; 改回日期: 2020-09-30。

作者简介: 吴柏志 (1970—), 男, 吉林扶余人, 1993 年毕业于大庆石油学院采油工程专业, 教授级高级工程师, 主要从事油气开发、石油工程管理和技术研究工作。E-mail: wubz@sinopec.com。

5 209.50 m, $\phi 273.1$ mm 套管下至井深 5 209.50 m; 三开, 采用 $\phi 241.3$ mm 钻头钻至井深 7 509.50 m, $\phi 196.9$ mm 套管下至井深 4 700.00~7 509.50 m; 四开, 采用 $\phi 168.3$ mm 钻头钻至井深 7 665.60 m, 裸眼完井^[2]。三开钻遇的志留系、奥陶系为破碎地层, 钻进中灰色泥岩剥落掉块严重, 造成井眼不规则、存在多段大肚子井眼, 严重影响固井时的顶替效率^[3]。多口邻井三开下套管、固井期间发生漏失, 后期作业中环空气窜等问题频发, 加上目的层一间房组油气显示活跃, 井筒压稳和地层防漏矛盾突出, 固井质量难以满足奥陶系生产套管管鞋及以上井段连续胶结优质水泥环长度不少于 25.00 m 的设计要求。针对以上技术难点, 采用了具有良好防气窜能力, 遇油气可自动修复微裂缝, 并具备二次发育能力的自愈合水泥浆。针对该井的具体情况, 在根据地质和工程“一体化”^[4] 准确判断漏层位置的基础上, 采用了正注反挤固井工艺, 确保了奥陶系下部地层以及志留系地层和套管重叠段的有效封固, 解决了环空带压难题, 保证了下一开次钻进和完井试油工序的正常进行。

1 尾管固井技术难点

满深 1 井三开采用 $\phi 241.3$ mm 钻头钻至井深 7 509.50 m, 下入 $\phi 196.9$ mm 尾管进行尾管固井作业, 尾管悬挂器位于井深 4 904.70 m 处。三开钻进中因井眼失稳, 造成回填侧钻; 该井为定向井, 井斜角较大, 尾管难以居中^[5]; 而且, 邻井三开在下套管、固井期间均发生不同程度的漏失, 井漏风险高。

1) 该井三开在钻进奥陶系桑塔木组 7 392.50~7 480.60 m 井段时井下情况十分复杂, 由于地层破碎, 井眼因应力释放而出现失稳垮塌, 且亚微米级裂缝对钻井液滤液敏感性强, 剥落掉块一直存在, 上提下放阻卡严重, 距井底 30.00 m 长井段的划眼时间长达 2 d, 在钻至井深 7 480.60 m 时发生断钻具事故, 因打捞困难回填侧钻, 侧钻时使用高性能防塌水基钻井液顺利钻至井深 7 509.50 m 中完。由于未进行标准测井, 无井径数据, 无法量化判断井身质量, 但从侧钻前后的掉块情况可以定性判断, 该井段井径扩大率大、井眼不规则。

2) 井斜角较大, 套管居中度难以保障。该井回填后于井深 7 150.00 m 定向钻进, 钻至井深 7 509.50 m 中完时, 井斜角达到 40.4°, 虽然下入尾管时加入了套管扶正器, 但套管与井壁环空间隙不均匀, 水泥浆上返及替浆质量难以保障, 影响顶替效率。

3) 地层承压能力低, 固井漏失风险高。邻井富源 210H 井三开进入一间房组 4.00 m, 钻至井深 7 446.00 m 中完时, 钻井液密度为 1.28 kg/L, 三开固井水泥浆密度 1.88~1.90 kg/L, 固井及替浆期间发生漏失, 漏失量达 150.6 m³; 邻井果勒 1 井三开使用密度 1.48 kg/L 的钻井液钻进, 中完通井时发生漏失, 后将钻井液密度降至 1.46 kg/L 进行中完作业。满深 1 井中完时钻井液密度 1.44 kg/L, 结合邻井资料可判断, 该井固井时的井漏风险相对较高。

4) 奥陶系一间房组孔隙发育, 属中高孔隙度、中高渗储层, 且地层压力系数较小, 在水泥浆失重前水泥浆静液柱压力远高于地层压力, 易发生渗透性漏失, 在第二界面产生微间隙, 引起胶结质量下降和层间窜流, 影响固井质量。

5) 试油及后期储层改造时套管内压力变化大, 目的层套管与水泥环承受应力变化大, 对水泥环界面胶结质量、力学性能和其长期完整性要求高^[6]。

2 自愈合水泥浆配方确定及性能评价

为保证满深 1 井四开钻进和后期开发的需求, 要求水泥环遇油气后能自修复因压裂形成的裂缝, 保证井筒的完整性, 进而使井筒的生命周期达到设计要求。为了确保尾管固井施工安全, 要求水泥浆具有以下性能: 1) 领浆, 封固 4 710.00~6 627.00 m 井段, 密度 1.88 kg/L, 流动度 20~23 cm, 稠化时间 360~420 min, 滤失量不高于 50 mL, 游离液量为 0, 顶部 48 h 抗压强度不低于 7.0 MPa。2) 尾浆, 封固 6 627.00~7 627.00 m 井段, 密度 1.88 kg/L, 流动度 20~23 cm, 稠化时间 200~240 min, 滤失量不高于 50 mL, 游离液量为 0, 底部 48 h 抗压强度不低于 7.0 MPa。

国内外有不少遇油气具有自愈合性能的自愈合剂, 考虑成本等因素采用自愈合剂 BCY-200S^[7] 配制自愈合水泥浆。

2.1 自愈合剂的作用机理

自愈合水泥浆是在水泥浆中加入自愈合剂, 当水泥环产生微裂缝和微间隙时, 油气会沿微裂缝或微间隙窜流而激活自愈合剂, 自愈合剂的体积发生膨胀, 体积膨胀后的自愈合剂可以对微裂缝进行封堵, 由此实现固井水泥环微裂缝的自修复, 从而抑制油气窜流^[8]。

自愈合剂 BCY-200S 采用刺激响应型聚合物技术, 通过在聚合物分子中引入具有特殊功能的基

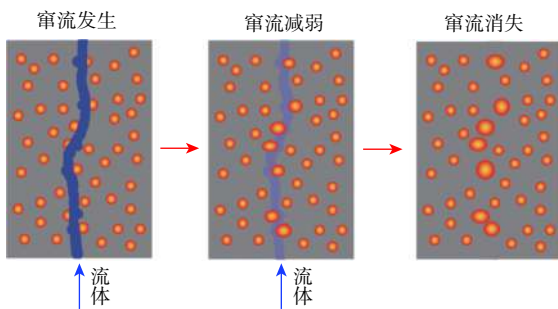


图 1 自愈合剂 BCY-200S 的作用机理

Fig. 1 Mechanism of action of self-healing agent BCY-200S

团、优化聚合工艺和结构聚合而成,是一种智能响应型自愈合剂,通过吸收窜流流体中的油气而产生膨胀,进而修复水泥环中的裂缝和窜流通道,实现自修复,其作用机理如图 1 所示。

2.2 自愈合性能评价

因满深 1 井井深达 7 509.50 m,井底温度超过 110 ℃,因此需要在水泥浆中加入硅粉,以防止水泥石强度在高温下发生衰退。分别在加有 35% 硅粉的水泥浆中加入 5% 和 10% 的自愈合剂 BCY-200S,将其密度调至 1.87 kg/L,并将其形成的水泥石在 142 ℃×20.7 MPa 条件下养护 48 h 后,测其抗压强度、弹性模量和泊松比,结果见表 1。

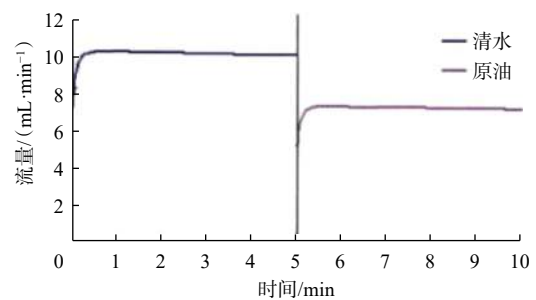
表 1 加入自愈合剂 BCY-200S 水泥石的力学性能

Table 1 Mechanical properties of consolidated cement with BCY-200S

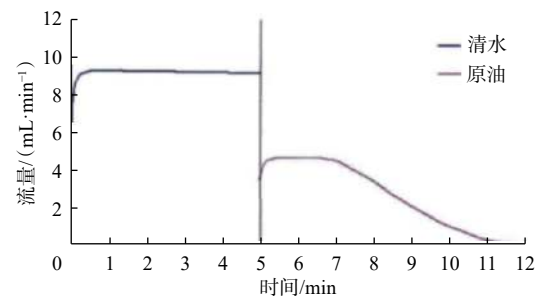
BCY-200S加量, %	围压/MPa	抗压强度/MPa	弹性模量/GPa	泊松比
0	0	52.16	12.93	0.17
5	0	39.09	7.51	0.19
5	15	51.80	7.73	0.24
10	0	31.49	5.99	0.19
10	15	41.72	6.27	0.24

由表 1 可知,加入和未加入自愈合剂 BCY-200S 水泥石的抗压强度均大于 14 MPa,均满足固井质量要求,但加入 5% 和 10% 自愈合剂 BCY-200S 水泥石的弹性模量均降低 58% 以上,泊松比均增大 11% 以上,说明加入自愈合剂 BCY-200S 的水泥石具有一定的弹塑性,在外力作用下能产生可恢复的变形。

将养护好的含有和不含有自愈合剂 BCY-200S 的水泥石进行人工造缝,装入密封装置内,在底部通清水和原油,测量清水和原油通过水泥石的流量,结果见图 2。



(a) 未加入自愈合剂



(b) 加入 5% 自愈合剂

图 2 清水和原油通过不同水泥石的流量

Fig. 2 Flow rate of clear water and crude oil passing through different cement stones

从图 2 可以看出:自愈合剂对水没有明显的反应,而轻质原油在加入自愈合剂水泥石中产生渗流时,自愈合剂可以膨胀封堵微裂缝,阻止渗流^[9];加入 5% 自愈合剂水泥石的渗流持续约 12 min 后停止,说明加入 5% 自愈合剂就能有效封堵微裂缝。结合力学性能评价结果(见表 1)可判定,加入 5% 自愈合剂就可满足设计要求。

2.3 自愈合水泥浆配方及性能评价

自愈合水泥浆基础配方为 G 级水泥+5% 自愈合剂 BCY-200S+35% 硅粉+40% 水。结合满深 1 井固井设计要求,需要控制水泥浆的滤失量、加强防气窜能力,有效控制水泥浆的稠化时间,改善其流动性和可泵性。因此,加入降滤失剂 BCG-200L、减阻剂 BCD-210L、缓凝剂 BXR-200L、消泡剂 G603 等水泥添加剂,设计不同配方的自愈合水泥浆,通过评价其性能,确定适用于满深 1 井三开固井的自愈合水泥浆配方。

1)降滤失剂 BCG-200L 是一种三元共聚物,其抗盐耐温性能好,降滤失能力强^[10]。由 BCG-200L 组成的基体抗侵水泥浆具有轻微的触变性和较高的内聚力,能够有效提高水泥浆基体防止地层流体窜流的能力^[11];同时其自身的微膨胀性可避免水泥石因体积收缩导致第一、二胶结界面出现微缝隙,从而防止地层流体在水泥环中的窜流。

2)减阻剂 BCD-210L 是一种聚合物类油井水泥减阻剂,与水泥外掺料和水泥添加剂均具有良好的配伍性,具有良好的分散减阻效果,可明显提高水泥浆的流动性,改善水泥浆的流性和动切力,降低水泥浆的稠度^[12]。

3)缓凝剂 BXR-200L 是一种小分子有机物类中高温缓凝剂,具有良好的缓凝效果,与其他水泥添加剂的配伍性良好,稠化时间与其加量具有良好的线性关系,对水泥石早期强度发展影响较小^[10]。

4)消泡剂 G603 具有较强的消泡能力和抑泡能力,能有效消除高分子聚合物、表面活性剂产生的泡沫。

根据所用水泥添加剂的推荐加量,初步设计了 8 种自愈合水泥浆配方:

配方 1 为 G 级水泥+35.00% 硅粉+5.00%BCY-200S+2.00%BCG-200L+0.30%BXR-200L+0.05% G603+ 51.50% 水;

配方 2 为 G 级水泥+35.00% 硅粉+5.00%BCY-200S+3.00%BCG-200L+2.00%BCD-210L+0.30% BXR-200L+0.05%G603+51.50% 水;

配方 3 为 G 级水泥+35.00% 硅粉+5.00%BCY-200S+3.00%BCG-200L+3.00%BCD-210L+0.50% BXR-200L+0.05%G603+51.50% 水;

配方 4 为 G 级水泥+35.00% 硅粉+5.00%BCY-200S+5.00%BCG-200L+3.00%BCD-210L+0.50% BXR-200L+0.05%G603+51.50% 水;

配方 5 为 G 级水泥+35.00% 硅粉+5.00%BCY-200S+5.00%BCG-200L+3.00%BCD-210L+0.30% BXR-200L+0.05%G603+51.50% 水;

配方 6 为 G 级水泥+35.00% 硅粉+5.00%BCY-200S+5.00%BCG-200L+2.00%BCD-210L+0.10% BXR-200L+0.05%G603+52.00% 水;

配方 7 为 G 级水泥+35.0% 硅粉+5.0%BCY-200S+5.0%BCG-200L+3.0%BCD-210L+0.5% BXR-200L+0.5%G603+49.5% 水;

配方 8 为 G 级水泥+35.00% 硅粉+5.50%BCG-200L+5.00%BCY-200S+2.00%BCD-210L+0.10% BXR-200L+0.05%G603+50.00% 水。

评价了 8 种配方自愈合水泥浆的性能,结果见表 2。

表 2 不同配方自愈合水泥浆的性能

Table 2 Performance of self-healing cement slurries with different formulas

配方	密度/ ($\text{kg}\cdot\text{L}^{-1}$)	温度/ $^{\circ}\text{C}$	流动度/cm	密度差/ ($\text{kg}\cdot\text{L}^{-1}$)	API滤失量/ mL	初始稠度/ Bc	稠化时间/ min	过渡时间/ min	防窜系 数	弹性模量/ GPa	抗压强度/ MPa
1	1.86	120	16	0	95	45					
2	1.86	120	20	0	65	21	235	13.0	2.56	7.92	22.5
3	1.86	120	22	0	44	16	400	12.0	1.94	7.70	20.5
4	1.86	120	23	0	32	15	410	12.0	1.74	7.65	21.2
5	1.86	120	23	0	32	15	268	11.0	1.98		
6	1.86	120	22	0	26	18	125	9.0	1.95		20.8
7	1.88	120	23	0	30	16	392	12.0	1.67	7.79	26.5
8	1.88	120	22	0	24	20	118	8.0	1.64	7.59	22.1

注:配方3,4和7测试抗压强度的条件为 $96^{\circ}\text{C}\times 48\text{h}$;其他配方测试抗压强度的条件为 $142^{\circ}\text{C}\times 24\text{h}$ ^[13]。

由表 2 可知:不加减阻剂 BCD-210 L,水泥浆的流动性太差不易泵送,减阻剂 BCD-210L 的加量为 3%~5% 时,水泥浆的流动性较为合适;缓凝剂 BXR-200 L 加量在 0.1%~0.5% 时,可将水泥浆的稠化时间控制在 118~410 min,满足领浆和尾浆对稠化时间的要求;降滤失剂 BCG-200 L 加量在 3%~5% 时,可将水泥浆的滤失量控制在 50 mL 以内;8 种配方自愈合水泥浆静置上下无密度差,沉降稳定好,流动度可大于 22 cm,抗压强度均大于 14 MPa,稠化过渡时间短(小于 15 min)、防窜性能优良(防

窜系数小于 3),弹性模量小于 8 GPa,表现出弹性水泥的特点,水泥环径向抗变形能力高,可降低由内压增大挤压水泥环带来的损伤风险。综合考虑 8 种配方水泥浆的性能和配方 7、配方 8 所形成水泥石的自愈合时间(不长于 12 min),以配方 7 为领浆、配方 8 为尾浆能够满足该井三开固井要求。

2.4 固井技术措施

针对水泥浆上返及替浆质量难以保障,影响顶替效率,同时漏失风险大的技术难点,优化了固井工艺。下入 $\phi 196.9\text{ mm}$ 尾管进行尾管固井施工,尾

管下至井深 7 509.50 m, 双凝界面在井深 6 500.00 m 处, 尾管悬挂器位于井深 4 905.60 m, 封固井段为 4 705.60~7 509.50 m, 与上层套管重合段 4 905.60~5 209.50 m。如果下尾管、循环期间没有发生漏失, 采用尾管固井工艺、一次注水泥方案, 封固井段为 4 705.60~7 509.50 m, 水泥浆密度 1.88 kg/L; 如果下尾管、循环或固井过程中发生漏失, 根据漏失泵压判断是否是井底一间组漏失, 如果泵压高于 10.0 MPa, 说明漏失位置在上部志留系, 则以志留系底为目标, 进行反挤水泥作业, 以确保水泥环有效对接。

2.4.1 提高顶替效率措施

为提高顶替效率和驱替效果, 改善界面的胶结质量, 选用抗高温堵漏型前置液, 采用高效冲洗液+隔离液, 前置液环空占高 1 000.00 m, 接触时间大于 20 min, 以提高冲洗效率、降低漏失风险。提高钻井液黏度并加入纤维进行洗井, 纤维分散在钻井液中, 形成网状结构, 可以更好地清洁井眼^[14]。

在井下条件受限的情况下, 优化顶替工艺, 采用前置液紊流顶替、部分尾浆塞流顶替的复合顶替模式, 在防漏的前提下有效提高水泥浆顶替效率。

2.4.2 “三级固井”工艺优化

提高动态、静态承压能力, 以避免在固井过程中发生漏失。对于承压能力低的井, 采用“正注反挤”工艺, 从套管头进行反挤水泥作业。

模拟固井时液柱压力和循环摩阻, 进行地层承压试验。如承压能力满足要求, 则按常规固井工艺进行固井施工; 如地层承压能力低, 堵漏困难, 采用水泥浆定位技术, 应用“正注反挤”工艺进行双级固井, 完毕后从套管头进行反挤水泥作业, 形成“三级固井”, 以最大程度地缩短承压堵漏时间, 实现水泥环有效对接, 满足井筒完整性要求。

3 现场施工

根据不同配方自愈合水泥浆性能评价结果, 结合满深 1 井三开固井要求, 以配方 7 为领浆、配方 8 为尾浆(主要性能见表 3)进行现场施工, 尾浆封固 7 509.50~6 500.00 m 井段, 领浆封固 6 500.00~4 700.00 m 井段。尾管内留 227.00 m 水泥塞, 悬挂器顶部留 200.00 m 上水泥塞。

表 3 满深 1 井三开自愈合水泥浆的性能

Table 3 Performance of self-healing cement slurries in the third spud of the Well Manshen 1

水泥浆	密度/(kg·L ⁻¹)	温度/℃	流动度/cm	密度差/(kg·L ⁻¹)	API滤失量/mL	初始稠度/Bc	稠化时间/min	过渡时间/min	防窜系数	抗压强度/MPa
领浆	1.88	96	23	0	32	15	426	11.0	1.57	20.1
尾浆	1.88	96	22	0	28	19	182	8.0	1.43	22.3

图 3 和图 4 为满深 1 井三开固井所用领浆和尾浆的稠化曲线。由图 3 和图 4 及表 3 可知, 领浆和尾浆的流动性好, 能够降低顶替过程中的循环摩阻和上部发生漏失的风险, 同时尾浆具有一定的渗流

阻力, 可防止候凝期间水泥浆渗漏; 领浆和尾浆具有较强的内聚力, 防窜系数小于 3, 静胶凝过渡时间短(尾浆水泥浆静胶凝过渡时间 10 min), 可避免层间发生窜流, 提高隔层段的封固质量。

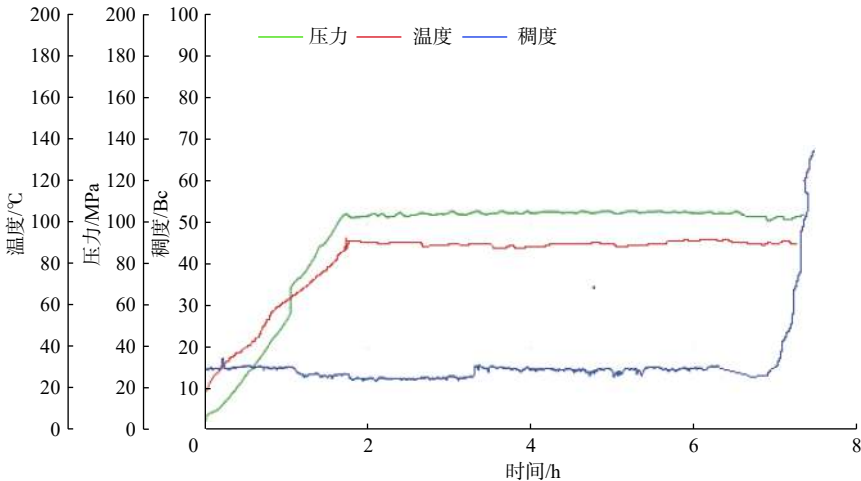


图 3 领浆的稠化曲线

Fig.3 Thickening curve of the lead slurry

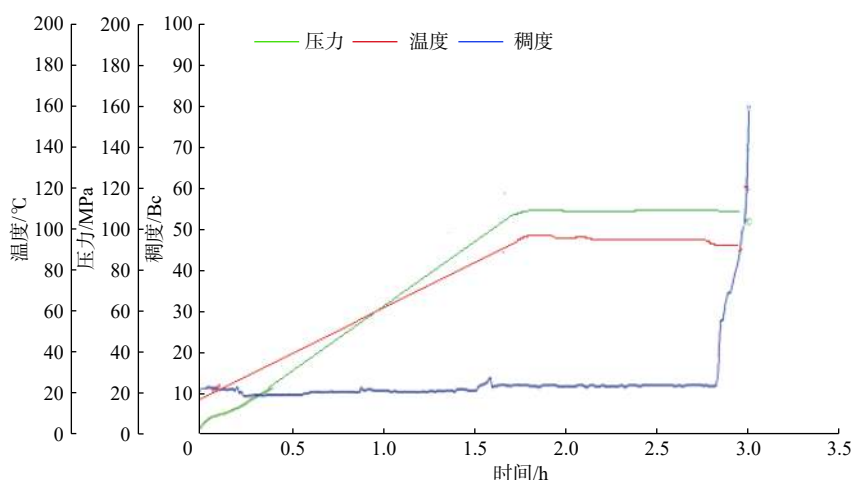


图4 尾浆的稠化曲线

Fig.4 Thickening curve of the tail slurry

下尾管固井前,采用双稳定器通井钻具组合进行通井。使用 $\phi 127.0$ mm 非标准钻杆送入尾管,尾管总长 2 606.60 m,下至井深 4 803.00 m,控制立压小于 5 MPa 循环 2 h,尾管下至井底后顶通循环。

尾管管柱组合为 $\phi 196.9$ mm 浮鞋+变扣短套管+ $\phi 196.9$ mm 套管 $\times 10$ 根+变扣短套管+ $\phi 196.9$ mm 浮箍+变扣短套管+ $\phi 196.9$ mm 套管 $\times 10$ 根+变扣短套管+ $\phi 196.9$ mm 球座+变扣短套管+ $\phi 196.9$ mm 套管 $\times 218$ 根+尾管悬挂器总成+密封短节+回接筒+送入工具+511 $\times$ 410+411 $\times$ NC52T+ $\phi 127.0$ mm 非标准钻杆,浮鞋下至井深 7 509.50 m,浮箍下至井深 7 395.60 m,球座下至井深 7 282.20 m,喇叭口位于井深 4 905.60 m。

下入尾管后,顶通循环钻井液,顶通压力 7.5 MPa,循环 11 h 后投球,投球后逐级加压至 16.0 MPa,悬挂器坐挂成功,加压至 25.0 MPa 憋通球座,下放悬重至 1 650 kN,正转 45 圈,成功丢手尾管悬挂器,注入 20 m³ 膨润土浆。

固井管线试压(30 MPa)合格后,注入密度 1.03 kg/L 的前置液 15 m³、密度 1.86~1.88 kg/L 的领浆 41 m³、密度 1.86~1.88 kg/L 的尾浆 27 m³。投钻杆胶塞,替入密度 1.45 kg/L 的钻井液 98 m³,最高泵压 12.0 MPa,未碰压,泄压无回流,漏失钻井液 101 m³。

将送入管柱起至井深 4 406.00 m,进行反挤作业。试挤密度 1.45 kg/L 的钻井液 10 m³,排量 26 L/s,立压 17.0~19.5 MPa,套压 9.8 MPa;注入 20 m³ 前置液,排量 20 L/s,泵压 9 MPa;注入密度 1.86~1.88 kg/L 的水泥浆 25 m³,排量 20 L/s,泵压 7~9 MPa;注入密度 1.03 kg/L 的后置隔离液 10 m³(注入 3.4 m³ 时关

井);正挤密度 1.45 kg/L 的钻井液 35.4 m³,排量 30 L/s,立压 24.0 MPa,套压 11.5 MPa;反挤密度 1.45 kg/L 的钻井液 11.8 m³,排量 42 L/s,立压 7.7 MPa,套压 8.8 MPa。停泵观察,立压 2.7 MPa,套压 1.5 MPa。关井憋压候凝,套压 14.96 MPa,候凝 57 h 后逐步泄压至 0,开井观察出口正常。

起钻下入 $\phi 241.3$ mm 牙轮钻头进行探塞扫塞作业,水泥塞位于井深 4 727.00 m,实钻喇叭口位于井深 4 906.60 m,喇叭口试压 20 MPa,稳压 30 min,压降为 0。下入 $\phi 168.3$ mm 牙轮钻头探下塞至井深 7 283.80 m 遇阻 50 kN(球座位于 7 283.80 m),扫塞至井深 7 489.00 m,尾管试压至 20 MPa,稳压 30 min,压降为 0.49 MPa,合格。

该次固井封固地层油气显示活跃,防窜难度大,利用自愈合水泥浆成功封固了有效产层,在后期作业中也未出现环空气窜现象。用 $\phi 10.0$ mm 油嘴求产,日产原油 624 m³、天然气 37.1 $\times 10^4$ m³。

4 结 论

1)选用的自愈合剂与常用水泥添加剂配伍性好,形成的自愈合水泥浆综合性能良好,滤失量小于 50 mL,抗压强度大于 14 MPa,稠化时间可调,具有良好的力学性能,弹性模量小于 8 GPa。

2)自愈合水泥浆浆可以减少地下流体(油、气、水)层间窜流,增强水泥环的封隔作用,提高固井质量,可以大幅缩短完井周期,延长油气井寿命。

3)根据地质结构、地层特征、钻井过程中的漏失情况及固井过程中的漏失泵压,判断漏层位置,

可为反挤水泥作业提供依据。

4) 满深1井三开成功封堵气层, 未出现环空气窜现象, 表明可利用自愈合水泥浆解决高压油气井环空带压及层间窜流的问题。

参 考 文 献

References

- [1] 袁国栋, 王鸿远, 陈宗琦, 等. 塔里木盆地满深1井超深井钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(4): 21–27.
YUAN Guodong, WANG Hongyuan, CHEN Zongqi, et al. Key drilling technologies for the ultra-deep well Manshen 1 in the Tarim Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(4): 21–27.
- [2] 于得水, 徐泓, 吴修振, 等. 满深1井奥陶系桑塔木组高性能防塌水基钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(5): 49–54.
YU Deshui, XU Hong, WU Xiuzhen, et al. High performance anti-sloughing water based drilling fluid technology for Well Manshen 1 in the Ordovician Sangtamu Formation[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(5): 49–54.
- [3] 闫宇博, 刘艳军, 韩德勇, 等. 大温差低密度水泥浆体系在NP36-3804井的应用[J]. 钻井液与完井液, 2015, 32(3): 73–75.
YAN Yubo, LIU Yanjun, HAN Deyong, et al. Application of big differential temperature low density cement slurry in Well NP36-3804[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2015, 32(3): 73–75.
- [4] 丁士东, 陶谦, 马兰荣. 中国石化固井技术进展及发展方向[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 41–49.
DING Shidong, TAO Qian, MA Lanrong. Progress, outlook, and the development directions at Sinopec in cementing technology progress[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 41–49.
- [5] 张艺杰, 张维静. 浅谈提高油井固井质量的几点认识[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2013(16): 106.
ZHANG Yijie, ZHANG Weijing. Some understanding on improving well cementing quality in oil wells[J]. China Petroleum and Chemical Standards and Quality, 2013(16): 106.
- [6] 鲁显兵, 孙栓科, 陈江, 等. 托甫台区块超深气井 $\phi 177.8$ mm尾管固井技术[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(增刊1): 88–91.
LU Xianbing, SUN Shuanke, CHEN Jiang, et al. $\phi 177.8$ mm liner cementing technology for extra deep gas well in Tahe Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(supplement 1): 88–91.
- [7] 覃毅, 孙高军, 仲现, 等. 大尺寸尾管固井水泥浆体系外加剂的优选[J]. 化工设计通讯, 2018, 44(9): 247.
QIN Yi, SUN Gaojun, ZHONG Xian, et al. Optimization of additives for large size tailpipe cementing slurry system[J]. Chemical Design Communications, 2018, 44(9): 247.
- [8] 屈凌霄, 孙万兴, 沈磊, 等. 塔里木油田碎屑岩储层区块油层固井技术与研究[J]. 建筑工程技术与设计, 2018(31): 111.
QU Lingxiao, SUN Wanxing, SHEN Lei, et al. Cementing technology and research of clastic reservoir block in Tarim Oilfield[J]. Construction Engineering Technology and Design, 2018(31): 111.
- [9] 孙晓杰, 余纲, 瞿志浩, 等. 自愈合水泥在塔里木油田碎屑岩固井中的应用[J]. 天然气与石油, 2017, 35(4): 63–67.
SUN Xiaojie, YU Gang, QU Zhihao, et al. The application of self-healing cement in Tarim clastic rock well[J]. Natural Gas and Oil, 2017, 35(4): 63–67.
- [10] 瞿志浩, 李晓阳, 董政真, 等. 防窜抗盐高密度水泥浆体系的应用[J]. 西部探矿工程, 2019, 31(9): 44–49.
QU Zhihao, LI Xiaoyang, DONG Zhengzhen, et al. Application of anti channeling and salt resistant high density cement slurry system[J]. West-China Exploration Engineering, 2019, 31(9): 44–49.
- [11] 龚雨. 自愈合水泥浆体系优化研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
GONG Yu. Study on the optimization of self-healing cement slurry system[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University.
- [12] 田宝振, 李清洁, 覃毅, 等. 塔中碎屑岩井自愈合水泥浆固井技术[J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(6): 84–90.
TIAN Baozhen, LI Qingjie, QIN Yi, et al. Cementing wells penetrating clastic rocks with self-healing cement in Block Tazhong[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33(6): 84–90.
- [13] 邹建龙, 徐鹏, 赵宝辉, 等. 微交联 AMPS 共聚物油井水泥防气窜剂的室内研究[J]. 钻井液与完井液, 2014, 31(3): 61–64.
ZOU Jianlong, XU Peng, ZHAO Baohui, et al. Study on slightcross-linking AMPS copolymer as gas channeling agent in well cementing[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2014, 31(3): 61–64.
- [14] 邹建龙, 高永会, 朱海金, 等. 川东北地区高密度防气窜水泥浆体系研究[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(1): 46–49.
ZOU Jianlong, GAO Yonghui, ZHU Haijin, et al. Research of high-density cement slurry to prevent gas migration in Northeast Sichuan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(1): 46–49.

[编辑 刘文臣]