◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2020012

莺歌海盆地超高温高压井挤水泥承压堵漏技术

杨仲涵， 罗 鸣， 陈江华， 许发宾， 徐 靖

（中海石油（中国）有限公司湛江分公司，广东湛江 524057）

摘 要：南海西部莺歌海盆地 X 构造具有超高温高压地质特征，最高地层温度 204 ℃，最大地层压力系数 2.19，但地层承压能力低，安全密度窗口窄，钻井过程中极易发生井漏等复杂情况，严重影响钻井安全。为提高地层承压能力，保证超高温高压井段钻井安全，设计了“前置液+抗高温水泥浆”注挤水泥浆体系，通过优化堵漏水泥浆配方，提高了堵漏水泥浆的耐温性能，增强了其封固性能；采用“试挤清洗液+注挤水泥浆”间歇式注挤水泥浆工艺，并利用 Drillbench 软件模拟分析了井筒温度场，根据井筒温度场精准控制注挤水泥时的水泥浆用量及胶凝时间，提高了堵漏效果。现场应用结果表明，X 构造应用挤水泥承压堵漏技术，提高了地层承压能力，扩大了安全密度窗口，为后续超高温高压井段安全顺利钻进提供了重要条件。超高温高压井挤水泥承压堵漏技术可以满足莺歌海盆地 X 构造安全钻井的需求，并可为类似超高温高压井钻井提供借鉴。

关键词：挤水泥；堵漏；超高温；高压；地层承压能力；水泥浆；莺歌海盆地

中图分类号：TE28 **文献标志码：**A **文章编号：**1001–0890（2020）03–0047–05

Cement Squeezing for Pressure-Bearing Plugging in Ultra-High Temperature and High Pressure Wells in the Yinggehai Basin

YANG Zhonghan, LUO Ming, CHEN Jianghua, XU Fabin, XU Jing

(*Zhanjiang Branch, CNOOC*(*China*) *Co. Ltd., Zhanjiang, Guangdong,* 524057*, China*)

Abstract: Cement squeezing in deep, hot, harsh environments presents special challenges The X structure of Yinggehai Basin in the western South China Sea oilfield is one such example. It has an ultra-high temperature and high pressure structure, with the formation temperature of up to 204 ℃ and formation pressure coefficient of up to 2.19. However, cement squeezing has been dangerously weak due to the low formation pressure-bearing capacity and narrow safety density window, and complications such as leakage could easily occur during drilling, which seriously affect the safety and integrity of operations. In order to improve the formation pressure-bearing capacity and ensure the safe and smooth drilling of ultra-high temperature and high pressure sections, a cement squeezing system “preflush + high temperature resistant cement slurry” was designed to improve the temperature resistance properties of leakage plugging slurry and enhance its sealing performance by optimizing the formulation of plugging cement slurry. The intermittent cement squeezing process of “cleaning pilot squeezing fluid + cement squeezing slurry” was adopted, and Drillbench software was used to simulate and analyze the wellbore temperature field, which accurately controls the slurry volume and gelation time based on the wellbore temperature field and effectively improves the plugging effect. Field application results showed that the technology could improve the pressure-bearing capacity of formation, and expand the safety density window in the X structure, as well as provide important conditions for the safe and smooth drilling in subsequent ultra-high temperature and high pressure sections. This technology can provide technical support for the successful drilling of the X structure in the Yinggehai Basin, which is worthy of reference for similar ultra-high temperature and high pressure wells.

Key words: cement squeeze; plugging ; ultra-high temperature; high pressure; stratum pressure bearing capacity; cement slurry; Yinggehai Basin

X 构造位于南海西部莺歌海盆地凹陷斜坡带，总体呈现超高温高压地质特征，目的层温度 188～204 ℃，地层压力当量密度 2.18～2.19 kg/L，井底压力高达 98 MPa。X 构造地层自上而下主要有乐东组、莺歌海组、黄流组及梅山组，主要目的层为梅山组，埋深 4 100.00～4 300.00 m，探井普遍采用五开井

收稿日期：2019–07–12；**改回日期：**2020–03–05。

作者简介：杨仲涵（1985—），男，广东揭阳人，2009 年毕业于西南石油大学信息管理与信息系统专业，2012 年获西南石油大学油气井工程专业硕士学位，工程师，主要从事海上钻井完井工艺和技术研究工作。E-mail: yangzhh9@cnooc.com.cn。

基金项目：国家科技重大专项“莺-琼盆地高温高压天然气富集规律与勘探开发关键技术”（编号：2016ZX05024-005）资助。

身结构，其中四开 ϕ244.5 mm 技术套管设计下至井深 3 800.00 m 左右，封固目的层上部井段，以确保下一开次超高温高压井段钻进顺利。然而，由于受区域泥底辟影响，X 构造地层中天然裂缝普遍较为发育，地层岩石质地较为疏松，渗透性强，地层承压能力低而安全密度窗口窄，局部地区目的层井段安全密度窗口仅 0.01～0.03 kg/L。前期邻井作业情况表明，井深 3 800.00 m左右极易发生漏失等复杂情况，压缩了后续超高温高压井段安全密度窗口，轻者无法钻至设计井深，失去勘探意义；严重者则可能因钻遇高压地层，无法提高钻井液密度而引发溢流、井喷等，带来井控风险，或者因钻井液密度过高而发生上漏下涌问题，给海上超高温高压安全钻井作业造成极大挑战，亟需采取有效的技术措施提高地层承压能力。

对于这一问题，一般是通过笼统注挤常规水泥浆进行堵漏，但常规水泥浆抗温性能差，不适用于超高温井；另一种方法，是在钻井液中添加 VANGUARD 及 FLEX 等堵漏材料进行随钻堵漏，但该方法对堵漏材料的粒径与缝宽的级配性要求高，一次成功率较低，且为避免堵漏颗粒对随钻测量工具造成影响，对堵漏材料粒径有一定限制，给随钻堵漏带来了困难[1−8]。因此，笔者通过精确模拟井筒温度场，优选堵漏材料及优化耐高温堵漏水泥浆配方，采用“试挤清洗液+注挤水泥浆”工艺，间歇性分多组向易漏地层注挤水泥浆，利用水泥浆在地层表面脱水、造壁、硬化并封堵孔隙[9]，从而有效封隔易漏易破层段，成功将地层承压能力从 2.20 kg/L 提高至 2.30 kg/L，拓宽了安全密度窗口范围，为后续超高温高压井段钻井作业提供了良好的井眼条件，最终成功钻达目的深度，顺利完成了勘探目标。

1　注挤水泥浆体系优化设计

为了使水泥浆有效封堵地层孔隙，提高地层承压能力，必须针对超高温高压井的工程地质条件设计水泥浆。X 构造地层压力当量密度最高达 2.19 kg/L，目的层温度 188～204 ℃，高压易导致水泥石因气窜变脆而无法有效封堵易漏地层，高温易致使水泥浆添加剂功能失效，并且使水泥石过早胶结凝固，从而无法达到封固目的[10−11]。为此，设计了“前置液+抗高温水泥浆”注挤水泥浆体系。

在水泥浆柱之前，首先设置一段前置液浆柱以起到隔离作用，防止水泥浆过早与地层流体发生反应，影响固结效果。在前置液中添加了清洗液材料，以清洗地层裂缝表面的滤饼，使地层能够与水泥更加有效地胶结，提高封固效果；同时，加入增黏剂调节前置液的流变性能，使其黏度保持在 30～40 mPa·s，适当的黏度可使前置液具有一定的“承托”作用，从而有效避免水泥浆在地层裂缝及高渗层位快速漏失，提高其在近井地层中的驻留效果[12]。

对于堵漏水泥浆，需要优化其配方，确保在井下超高温高压环境中能有效封堵井周地层裂缝及孔喉，提高地层承压能力。首先，加入硅粉填补水泥颗粒的间隙，形成凝胶体，并与 Al_2O_3 反应形成莫来石相，提高水泥石在高温环境中的强度[13]；其次，加入防气窜剂，使其与水泥水化产生的二氧化钙反应，形成更多的具有胶结作用的 C-S-H 硅钙胶凝体，阻塞流体通道，降低水泥石的渗透率，以获得较好的防气窜效果；同时，加入膨胀剂以产生微膨胀效果，进一步提高防气窜性能；再者，为有效调节水泥浆稠化时间，避免其在高温下过快稠化凝固丧失流动性而无法被挤进地层，通过测量井底温度，结合施工作业时间，确定缓凝剂加量，以控制水泥浆在挤入地层之后再开始稠化，同时也避免凝固时间过长而无法在井周地层中驻留；最后，通过添加分散剂和降滤失剂，调整水泥浆的流变性能，降低其滤失量，确保挤注作业期间水泥浆具有良好的流态[14]，以提高挤注效果。

防漏堵漏是注挤水泥浆体系最重要的性能。人们常用沥青作为堵漏材料，但是其只适用于井温不超过 100 ℃ 的井，不适用于高温井；而核桃壳类堵漏材料极易造成井眼堵塞，且无法封堵天然裂缝。因此设计以纤维堵漏材料 PC-B62 为堵漏剂，PC-B62 为惰性纤维网状物，与水泥添加剂的配伍性好，不影响水泥浆稠化时间和水泥石的最终抗压强度。

堵漏剂 PC-B62 主要通过纤维搭桥形成网状屏蔽防漏结构，对渗漏及诱导性漏失均有很好的堵漏效果。为优化堵漏剂的加量，针对宽度 0.5 和 1.0 mm 的裂缝配制水泥浆，观察水泥浆在不同宽度裂缝中的漏失情况并记录漏失量，结果见表 1 和表 2。从表 1 和表 2 可以看出，在 180 ℃ 温度下，水泥浆中加入 0.5% 的 PC-B62 可以封堵住 0.5 mm 宽的裂缝，而对于 1.0 mm 宽的裂缝，PC-B62 的加量达到 2.5% 时才能封堵住。

综上所述，超高温高压注挤水泥浆体系的配方为 1.0%～2.5% 堵漏剂 PC-B62+0.5% 分散剂+4.0% 降滤失剂+1.2% 缓凝剂+2.0% 膨胀剂+40.0% 硅粉+6.0% 防气窜剂+G 级水泥。

表 1　堵漏剂 PC-B62 对 0.5 mm 宽裂缝的堵漏效果（180 ℃）

Table 1　Effect of PC-B62 plugging agent on 0.5 mm wide fracture (180 ℃)

裂缝宽度/mm	PC-B62加量, %	试验压差/MPa	试验现象
0.5	0	1.00	全部漏失
0.5	0.5	2.02	漏失1/6堵住
0.5	0.5	3.00	无漏失
0.5	0.5	5.00	无漏失
0.5	1.0	1.60	漏失1/4堵住
0.5	1.0	2.00	无漏失
0.5	1.0	4.16	无漏失
0.5	1.0	5.17	无漏失

表 2　堵漏剂 PC-B62 对 1.0 mm 宽裂缝的堵漏效果（180 ℃）

Table 2　Effect of PC-B62 plugging agent on 1.0 mm wide fracture (180 ℃)

裂缝宽度/mm	PC-B62加量, %	试验压差/MPa	试验现象
1.0	0.5	0.30	全部漏失
1.0	1.0	0.30	全部漏失
1.0	2.0	0.30	全部漏失
1.0	2.5	0.76	无漏失
1.0	2.5	1.50	无漏失
1.0	2.5	3.00	无漏失
1.0	2.5	4.00	无漏失
1.0	2.5	5.40	无漏失

2　注挤水泥工艺

为了使水泥浆有效封堵地层缝隙，增强地层承压能力，提高超高温高压井注挤水泥堵漏效果，设计采用“试挤清洗液+注挤水泥浆”间歇式注挤工艺，从而确保“精准用量、有效堵漏、缩短水泥塞长度”。

在光钻杆下至漏失层位，进行注挤水泥之前，关闭防喷器，泵入清洗液，进行试挤注作业。通过试挤清洗液，一方面可以有效清洗地层裂缝，去除裂缝表面多余杂质，提高水泥封固效果；另一方面可以通过监控试挤期间的挤注量和挤入泵压，大致判断地层裂缝发育程度。若大排量试挤时泵压难以升高，则说明地层裂缝发育较好，裂缝多且宽度大，后续应增加水泥浆用量，并且适当增加堵漏材料的加量；若试挤时泵压力迅速升高，则说明地层中裂缝相对发育较差，后期注挤时可以酌情减少水泥浆用量。通过试挤作业，可以精确设计注挤水泥浆用量，保证既能有效封堵漏失地层，又能避免过多水泥浆遗留在井筒内，影响后续钻塞作业。

结合试挤期间的作业情况，配制并泵入隔离液及堵漏水泥浆，在泵注水泥浆到达目的井深之后关闭防喷器，首先采用大排量迅速憋压挤注，在水泥浆黏度较低、流动性较好时尽量将其挤进地层以填补裂缝及孔隙，形成一定的封堵层。随着水泥浆逐步稠化，泵入压力逐步升高，逐渐降低泵入排量，并结合设计地层承压能力，计算出挤注作业的目标泵压。若挤注期间发现泵压不升高反而降低，无法达到目标泵压，则说明水泥浆还未能有效稠化，需暂停挤注作业，等待水泥浆胶结凝固一段时间之后，再进行后续挤注工作。

温度是影响水泥浆稠化凝固的重要条件，若对井下温度判断不准确，极易导致水泥浆过早或者过晚固结，造成出现“灌香肠”、“插旗杆”等复杂情况，或者无法有效封固薄弱地层，对于超高温高压井这一问题将更加突出。为避免水泥浆滞留在钻具组合中，影响钻具组合正常工作，在注挤水泥浆时，应先起出原有钻具组合，将光钻杆下至井底进行注挤作业。由于缺乏随钻测温资料，根据地温梯度、井身结构、钻进参数、钻井液性能及钻井液出入口温度等资料，并考虑停止循环至泵注水泥浆到目的地层之前地层对井筒的加温效果，利用 Drillbench 软件模拟分析井筒温度场（见图 1），获得待封固井深处的温度，据此进一步优化水泥浆中缓凝剂加量以及最佳注挤作业周期[15]。

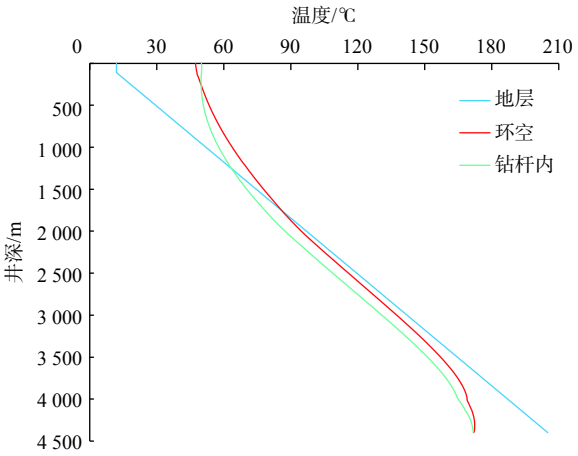

图 1　井筒温度场模拟计算结果

Fig.1　Simulation results of wellbore temperature field

3　现场应用

挤水泥承压堵漏技术已在南海西部莺歌海盆地 X 构造超高温高压井应用 10 余井次，堵漏成功率达 100%，有效提高了超高温高压井段地层的承压能力，有力保障了后续超高温高压井段的安全顺利钻进。下面将以 X-10 井为例具体介绍挤水泥承压堵漏技术的应用情况。

X-10 井是部署在 X 构造上的一口探井，设计完钻井深 4 400.00 m，目的层压力系数 2.19，其中 ϕ244.5 mm 技术套管下至井深 3 862.22 m，结合邻井钻井资料及该井作业情况，预测需将套管鞋处的地层承压能力提至 2.30 kg/L。而在实际作业过程中，ϕ212.7 mm 井眼钻入新地层 5.00 m 后，关防喷器测试地层承压能力，憋压泵注期间井下发生漏失，测算出地层最大承压能力为 2.20 kg/L，安全密度窗口仅约为 0.01 kg/L，无法满足后续目的层安全钻进需要，鉴于井底高温及邻井作业情况，随钻堵漏无法满足提高地层承压能力的要求，因此决定起出原钻具组合，下入光钻杆进行注挤水泥作业。

光钻杆下至井底并循环，泵注 5.0 m^3 密度为 1.70 kg/L 的清洗液并顶替至井底，再上提钻具至 ϕ244.5 mm 套管鞋内并关闭防喷器，憋压试挤，期间地面泵压逐渐升至 17.58 MPa。根据先前随钻测温结果，并结合钻井液性能及钻井参数等资料，利用 Drillbench 软件模拟计算得到井底温度约为 172 ℃，据此配制 9.5 m^3 密度 2.0 kg/L 的水泥浆并泵注至井底，等候水泥浆凝固期间将钻具上提 1 000.00 m，尽量降低循环对井底产生的激动压力。起钻循环候凝 2 h 后关闭防喷器，利用固井泵泵注钻井液进行憋压挤水泥。根据目标地层承压能力要达到 2.30 kg/L 的要求，计算得到挤注水泥浆时地面目标泵压约为 22.35 MPa。第 1 次挤注时采用 0.32 m^3/min 的排量挤入水泥浆 4.48 m^3，以便将尚未充分稠化的水泥浆挤进地层缝隙中，挤注结束时地面泵压稳定在 12.76 MPa，然后陆续再通过 4 次挤注作业，并逐渐将挤入排量降至 0.04 m^3/min。挤水泥期间，地面泵压逐渐升高，根据设计目标泵压，通过调节排量及泵注量，控制泵注压力不超过 22.35 MPa，停泵后观察泵压稳定不变，且地面泄压之后，回流液量仅为 0.8 m^3，说明已经向地层中挤入了约 8.7 m^3 水泥浆，至此完成挤注作业。该井挤水泥时的作业参数见表 3。

表 3　X-10 井挤水泥作业参数

Table 3　Operation parameters of cement squeezing in Well X-10

挤注次序	挤入体积/m^3	挤入排量/($m^3 \cdot min^{-1}$)	挤入压力/MPa	停泵压力/MPa
1	4.48	0.32	0.69～14.13	12.76
2	1.20	0.08	12.76～16.55	16.20
3	0.64	0.04	16.20～17.93	16.89
4	0.64	0.04	16.89～20.68	20.00
5	0.48	0.04	20.00～22.35	22.35

在后续井段钻进过程中，实测井底当量循环密度为 2.28～2.29 kg/L，未出现井漏等复杂情况，并最终顺利完成超高温高压井段钻进作业，说明通过注挤水泥浆，有效提高了地层承压能力，成功拓宽了安全密度窗口，有力保障了超高温高压井的钻井作业安全。

4　结　论

1）通过合理加入硅粉、防气窜剂、膨胀剂、缓凝剂、分散剂和降滤失剂，并以惰性纤维堵漏材料 PC-B62 为堵漏剂，优化了堵漏水泥浆配方，有效提高了水泥浆在井下高温环境中的封固防漏效果。

2）采用“前置液+抗高温水泥浆”注挤水泥浆体系，并配合“试挤清洗液+注挤水泥浆”间歇式挤水泥工艺，有效提高了地层承压能力，满足了后续超高温高压井段安全顺利钻进的需要。

3）结合地温梯度、井身结构、钻井参数、钻井液性能以及钻井液进出口的温度等参数和资料，利用 Drillbench 软件模拟计算井筒温度场，据此优化水泥浆配方、制定注挤技术措施，是保证超高温高压井挤注水泥浆成功的关键。

参　考　文　献

References

[1] 罗鸣，韩成，陈浩东，等. 南海西部高温高压井堵漏技术 [J]. 石油钻采工艺，2016，38(6)：801–804.
LUO Ming, HAN Cheng, CHEN Haodong, et al. Plugging technology for HTHP wells in western South China Sea[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(6): 801–804.

[2] 陈晓华，王翔，冯永超，等. 泾河油田裂缝性致密油藏防漏堵漏技术 [J]. 断块油气田，2017，24(2)：297–300.
CHEN Xiaohua, WANG Xiang, FENG Yongchao, et al. Loss prevention and control technology for fractured reservoirs in Jinghe Oilfield [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(2): 297–300.

[3] 柳伟荣，倪华峰，王学枫，等. 长庆油田陇东地区页岩油超长水平

段水平井井技术 [J]. 石油钻探技术, 2020, 48(1): 9–14.
LIU Weirong, NI Huafeng, WANG Xuefeng, et al. Shale oil horizontal drilling technology with super-long horizontal laterals in the Longdong Region of the Changqing Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(1): 9–14.

[4] 何选蓬, 程天辉, 周健, 等. 秋里塔格构造带风险探井中秋 1 井安全钻井关键技术 [J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(1): 1–7.
HE Xuanpeng, CHENG Tianhui, ZHOU Jian, et al. Key technologies of safe drilling in Zhongqiu 1 Well, a risk exploration well in Qiulitag tectonic belt[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(1): 1–7.

[5] 田军, 刘文堂, 李旭东, 等. 快速滤失固结堵漏材料 ZYSD 的研制及应用 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1): 49–54.
TIAN Jun, LIU Wentang, LI Xudong, et al. Development and application of rapid filtration and consolidation lost circulation material ZYSD[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1): 49–54.

[6] 石秉忠, 解超, 李胜, 等. 杭锦旗区块锦 58 井区钻井液技术实践与认识 [J]. 石油钻探技术, 2017, 45(6): 37–41.
SHI Bingzhong, XIE Chao, LI Sheng, et al. Development and application of drilling fluid in the Jin-58 Well Block of the Hangjinqi Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 37–41.

[7] 马新中, 张申申, 方静, 等. 塔河 10 区碳酸盐岩裂缝型储层承压堵漏技术 [J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(5): 36–40.
MA Xinzhong, ZHANG Shenshen, FANG Jing, et al. Study on mud loss control under pressure in drilling fractured carbonate reservoirs in Block Tahe 10[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(5): 36–40.

[8] 罗宇维, 陈良, 罗东辉, 等. 深水高压井负压力窗口固井关键技术 [J]. 中国海上油气, 2016, 28(4): 83–87.
LUO Yuwei, CHEN Liang, LUO Donghui, et al. Key technology for negative pressure-weindow cementing in high deep water well[J]. China Offshore Oil and Gas, 2016, 28(4): 83–87.

[9] 董强, 窦宏恩, 鄢爱民. 挤水泥技术在委内瑞拉 Caracoles 油田的应用 [J]. 天然气工业, 2004, 24(10): 59–61.
DONG Qiang, DOU Hongen, YAN Aimin. Application of cement squeeze technology in Caracoles Oil Field, Venezuela[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(10): 59–61.

[10] 罗翰, 何世明, 罗德明. 川深 1 井超高温高压尾管固井技术 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(4): 17–21.
LUO Han, HE Shiming, LUO Deming. Ultra-high temperature and high pressure liner cementing technology in Well Chuanshen 1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(4): 17–21.

[11] 姚晓, 葛荘, 汪晓静, 等. 加砂油井水泥石高温力学性能衰退机制研究进展 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1): 17–23.
YAO Xiao, GE Zhuang, WANG Xiaojing, et al. Research progress of degradation of mechanical properties of sand-containing cement in high temperature regimes[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1): 17–23.

[12] 潘国臣, 刘锋, 徐伟, 等. 塔河油田严重漏失井挤水泥堵水工艺研究 [J]. 钻采工艺, 2013, 36(2): 12–14.
PAN Guochen, LIU Feng, XU Wei, et al. Study on cement squeeze water plugging technology of the serious absorption well in Tahe Oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2013, 36(2): 12–14.

[13] 王伟强, 王义龙, 张连进, 等. 硅灰加入量对水泥结合铝硅浇注料性能的影响 [J]. 工业炉, 2018, 40(2): 64–66.
WANG Weiqiang, WANG Yilong, ZHANG Lianjin, et al. Effect of the additions of Uf-SiO_2 on properties of castables by combining alumina and silica with cement[J]. Industrial Furnace, 2018, 40(2): 64–66.

[14] 丹美涵, 于斌, 罗宇维, 等. 超高温水泥浆在乐东 A 井中的应用 [J]. 内蒙古石油化工, 2017(7): 21–24.
DAN Meihan, YU Bin, LUO Yuwei, et al. Ultra high temperature cement slurry applied in cementing Well Ledong-A[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2017(7): 21–24.

[15] 苏勤, 赵向阳. 一种精细控压钻井流动模型的研究与应用 [J]. 石油钻探技术, 2013, 41(1): 8–13.
SU Qin, ZHAO Xiangyang. The research and application of a fine MPD flow model[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(1): 8–13.

[编辑　刘文臣]