

基于改性氰凝的水平井定点堵水技术

闫海俊, 胡书宝, 谢刚, 魏爱军, 张黎黎, 秦忠海

(中国石油华北油田分公司工程技术研究院, 河北任丘 062552)

摘要:为有效封堵出水点明确的高含水水平井,特别是筛管完井水平井,借鉴水坝裂缝处理和防水工程中的堵漏方法,提出了基于小剂量改性氰凝的水平井定点堵水技术。通过对浆液黏度、发泡反应进行化学改性,研制了化学自膨胀-改性氰凝,使其可注入和反应时间可控,并考察了固化体的抗压强度、耐压性及其影响因素;同时,研发了配套的活塞推进输送和架桥驻留工艺。试验得出,研制的化学自膨胀-改性氰凝可在20~90℃下延迟可控反应,抗压强度12 MPa以上,耐压达到20 MPa。该技术在3口井进行了现场试验,在国内首次实现了L形筛管完井水平井定点堵水。研究结果表明,基于改性氰凝的水平井定点堵水技术可解决水平井长井段定点堵水难题,为治理水平井出水提供了新的技术手段。

关键词:改性氰凝;水平井;高含水;出水;堵水;活塞推进

中图分类号:TE358⁺.3 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2018)02-0098-05

Fixed-Point Water Shutoff Technology in Horizontal Wells Based on Modified Cyanogen Coagulation

YAN Haijun, HU Shubao, XIE Gang, WEI Aijun, ZHANG Lili, QIN Zhonghai

(Engineering Technology Research Institute, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu, Hebei, 062552, China)

Abstract: In order to conduct water shutoff effectively in high water cut horizontal wells with known water points, especially for wells completed with screens, the fixed-point water shutoff technology for horizontal wells with low-dose modified cyanogen coagulation was proposed by drawing on the experience of leakage prevention in dam crack treatment and waterproofing engineering. Through the chemical modification of viscosity and foaming reaction of the slurry, a modified chemical self-swelling cyanogen coagulation was developed, so as to make it injectable and obtain a controllable reaction time. The compressive strength, pressure resistance and influencing factors of the solidified body were investigated; meanwhile, the matched piston forwarding and bridging residence process were developed. Test results demonstrated that the modified self-swelling cyanogen coagulation as a plugging agent could delay the controllable reaction at 20~90℃, its compressive strength is over 12 MPa, and its pressure resistance is up to 20 MPa. Field tests were conducted in 3 wells, including the first fixed-point water shutoff in horizontal well completed with L-type screen pipe in China. The results demonstrated that the fixed-point water shutoff technology based on modified cyanogen coagulation in horizontal wells could solve the fixed-point plugging problems in extended reach horizontal wells. They could also provide new technical means for water producing treatment in horizontal wells.

Key words: modified cyanogen coagulation; horizontal well; high water cut; water production; water shutoff; piston forwarding

目前,水平井在油田开发中的应用越来越普遍,其见水后的高含水问题日益突出,已严重影响水平井的开发效果。统计分析可知^[1~2],水平井出水受油藏、储层沉积和井眼轨迹的影响,主要有底水脊进、边水/注入水推进等形式,常造成局部或全井段水淹。为控制油井无效产水、挖掘油层潜力,需解决水平井卡水堵水问题。目前,水平井堵水技术在国内

收稿日期:2017-08-13;改回日期:2018-01-10。

作者简介:闫海俊(1985—),男,山西定襄人,2008年毕业于天津大学分子科学与工程专业,2010年获天津大学化学工艺专业硕士学位,工程师,主要从事油田化学技术研究工作。E-mail:cyy_yanhj@petrochina.com.cn。

基金项目:中国石油重大科技专项“华北油田持续有效稳产勘探开发关键技术研究与应用”(编号:2017E-15-08-04)、中国石油华北油田分公司科技项目“高强度堵控水技术研究”(编号:2017-HB-C02)资助。

仍处于探索研究阶段。机械卡水多应用于射孔完井,但该技术并不适用于筛管完井,筛管完井水平井堵水只能选择化学法^[3-4];化学法堵水多见于常规笼统挤注,封堵半径大,易污染非目的层,采用常规堵剂(如油井水泥)施工易发生故障,存在较大风险,而且凝胶用量大,强度较低^[5-6];定位堵水技术可实现堵剂的定向注入,但施工难度较大,目前还处于现场试验阶段;杜勇、周赵川等人^[7-8]研究提出的管外环空化学封隔技术可实现管外环空封堵,但须配合封隔器,施工工艺复杂。为此,笔者借鉴水坝裂缝处理和防水工程中的堵漏方法^[9-10],针对氰凝温度适应范围窄和施工安全性差的问题,提出了基于小剂量改性氰凝的水平井定点堵水技术,并对其进行了现场试验,取得了良好效果。

1 堵剂性能评价

1.1 试验材料与仪器

材料:氰凝母液,催化剂,稀释剂,空心玻璃微珠(粒径 60~80 μm ,密度 0.5~0.6 g/cm^3),聚丙烯纤维(长度 3~5 mm,直径 20~38 μm),蒸馏水等。

仪器:玻璃丝口瓶,钢筒,量筒,烧杯,流动度杯,高能试验机,耐压试验装置。

1.2 试验方法

堵剂的固结和膨胀测定:将蒸馏水与氰凝母液、催化剂、稀释剂和添加剂等按照一定比例加入玻璃丝口瓶或钢筒中,置于水浴锅或烘箱内(温度根据实际调整),随时观察其固结情况,测得堵剂的初凝、终凝(初凝时浆液失去流动性,终凝时浆液固化成固结体)时间,待完全反应后按体积法测取膨胀倍数。该方法称为瓶试法。

抗压强度测定:试验前,先将改性氰凝浆液灌入模具中,水浴养护,脱模,得到标准试件;试验时,用液压式万能试验机测试抗压强度,以 $2400 \pm 200 \text{ N}/\text{s}$ 的速率对试件均匀施加载荷,直至达到最大载荷,记录数据;计算公式为 $C_s = M_i / \pi r^2$ (式中: C_s 为抗压强度, MPa ; M_i 为最大载荷, N ; r 为试件底面半径, m)^[11]。

流动度测试:参照 GB 50119—2013《混凝土外加剂应用技术规范》,将搅拌均匀的浆液倒入流动度杯中,从玻璃板上垂直向上提起流动度杯,使浆液自然摊开,测量摊开在玻璃板上浆液的直径,以此得到

其流动度。

耐压物理模拟试验:耐压物理模拟试验装置由电动机、增压泵和耐压测试容器(包括内筒(含活塞)、外筒、三通和压力表等)组成,如图 1 所示。试验时将改性氰凝浆液和水加入到耐压内筒中,加入顺序为水、浆液、水,接增压泵加压至 20 MPa,恒压 3 d。

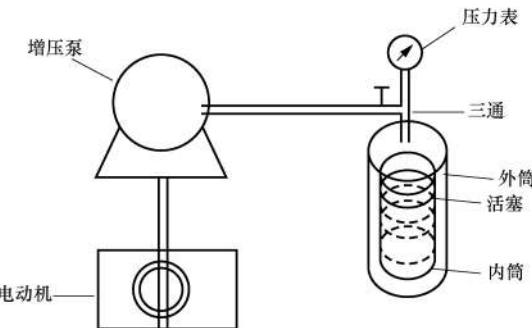


图 1 耐压物模试验装置

Fig. 1 Physical modeling apparatus of pressure-resistance test

1.3 固结特性

为保证堵剂可注入、反应可控和封堵有效,从研究氰凝发泡、固结反应出发,通过调整配方改善了注入时的流动性、反应速度和固结体的物性,分析固结反应的影响因素,并评价了其承压性。

1.3.1 发泡原理

氰凝(含—NCO 的预聚体)是一种聚氨酯类的化学灌浆材料,既不溶于水也不溶于油,其异氰酸酯基遇水后迅速发生加聚反应生成聚氨酯固结体(反应方程式如图 2 所示),反应依次经历发泡、增稠、成膜、初凝、海绵体、固结体等阶段,体积膨胀,闭孔发泡。试验发现,受接触方式影响,与水接触面首先发泡,并携带浆液滴悬浮至水表面,增稠硬化。

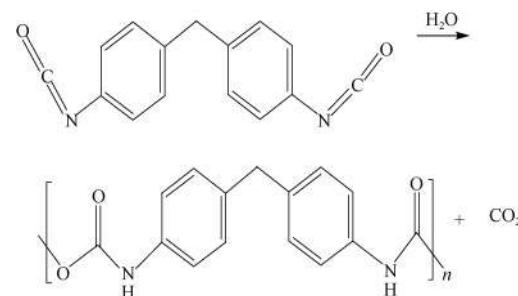


图 2 氰凝与水的反应式

Fig. 2 Reaction formula of cyanogen coagulation and water

1.3.2 化学自膨胀-改性氰凝配方

前期研究发现^[10,12],氰凝浆液黏稠,遇水反应

温度敏感性强,且固化体存在空穴,影响封堵效果。为此,加入溶剂改善浆液的黏度,以满足可注入性;其膨胀倍数受温度影响,中高温时膨胀倍数可达2~4倍;根据颗粒级配紧密堆积理论^[13],掺杂空心玻璃微珠,利用其密度小(0.5~0.6 g/cm³)、强度高

(12~25 MPa)和可均匀分散在浆液表面的特点,作为质点以点接触反应,改变了面接触形式,从而控制了空穴大小和反应速度,使固结体整体均匀,减少缺陷。不同配方改性氰凝在不同温度下的基本性能见表1。

表 1 不同改性氰凝在不同温度下的基本性能

Table 1 Formula of modified cyanogen coagulation and basic performance of the system at different temperatures

温度/℃	溶剂	助剂及用量	玻璃微珠, %	初凝时间/h	固化时间/h	膨胀倍数
25~50		0.05%~0.30%胺类/ 二月桂酸二丁基锡		≥2	18~24	2
50~70	有机酯/酮类		0.05~0.50	≥2	12~18	2~3
70~90		0.10%~0.40%苯酰类		1~2	9~13	3

1.3.3 承压性能

采用高能试验机测试固化体的抗压强度,测试结果表明:1)固化体的机械抗压强度达到12 MPa以上,试件被压缩不破碎,压缩后试件的厚度稍有反弹,经计算其弹性模量大于20 Pa;2)由于煤的机械强度低,加入煤粉后固化体强度有较大幅度的降低,加入5%煤粉时的抗压强度为4~5 MPa,但受压后仍能保持弹性状态。

为验证改性氰凝在高压条件下的反应特性和耐压性,设计加工了耐压试验装置。试验时,将内筒剖开,可以看到沿筒壁面分布的改性氰凝都已固化,形成了厚实的树脂层,筒中间存有少部分改性氰凝和自由水。这表明改性氰凝在高压下仍可与水反应,但反应速度减慢,同时受密闭空间限制,自由水被固化体包围无法继续引发反应,形成外硬化壳内包裹水体和改性氰凝的胶囊式结构。

1.3.4 固结特性的影响因素

按照1.1所述瓶试法考察改性氰凝配方与不同比例蒸馏水在不同温度下的固结情况,计算初(终)凝时间和膨胀倍数,分析温度和水量因素对反应的影响。

1) 温度的影响

改性氰凝加聚反应受温度的影响如图3所示。

由图3可知,当温度在25~90℃时,改性氰凝初凝反应时间可控(1~8 h);但温度突破90℃后,改性氰凝固化很快(<30 min失去流动性),表现为“闪凝”特性。

经计算反应速率与温度关系曲线符合阿伦尼乌斯公式,即温度升高反应速率常数将增大。阿伦尼

乌斯公式的表达式为^[14]:

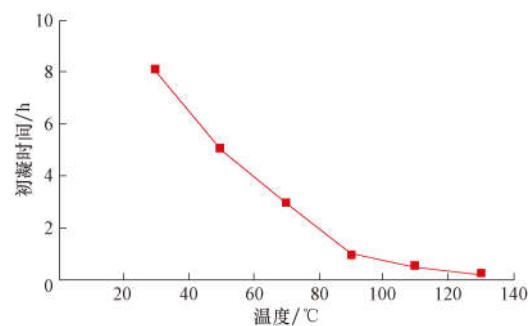


图 3 改性氰凝初凝反应时间受温度的影响

Fig. 3 Effect of temperature on the initial setting time of modified cyanogen coagulation

$$\ln k = -\frac{E}{RT} + \ln A \quad (1)$$

式中:k为反应速率常数,(mol·m⁻³)¹⁻ⁿ/s(其中,n为反应级数);A为指前因子,(mol·m⁻³)¹⁻ⁿ/s;E为活化能,J/mol;T为绝对温度,K;R为摩尔气体常数,J/(mol·K)。

2) 水量的影响

温度为25℃时,水量对改性氰凝固化的影响试验结果见表2。

表 2 25℃时水量对改性氰凝固化的影响

Table 2 Effect of water content on the solidifying of modified cyanogen coagulation at 25℃

水量, %	表面成膜时间/h	初凝时间/h	是否终凝	膨胀倍数
33	4.0~5.0	5.0~5.5	是	2.0
20	4.0~5.0	5.0~5.5	是	2.0
10	3.0~5.0	6.5~7.0	是	1.0
5	3.0~6.0	7.0~7.5	是	0.5
1	3.0~6.5	7.5~8.0	否	

由表 2 可知,随着水量增加,反应速度加快,膨胀倍数也相应增大;水量达到 5%以上即可使改性氯凝全部固化,但水量为 1%时无法完全固化,浆液分层。

2 施工工艺及工具

2.1 掺杂纤维架桥

超细短纤维表面粗糙,具有塑性作用,可悬浮于溶液中,先期注入使其在裂缝口喉处粘接占位^[11],吸水饱和(密度达 0.9 g/cm^3 左右),通过桥接作用形成网状架桥,并与随后注入的浆液接触、混合和反应。纤维掺加量对浆液流动度的影响如图 4 所示。

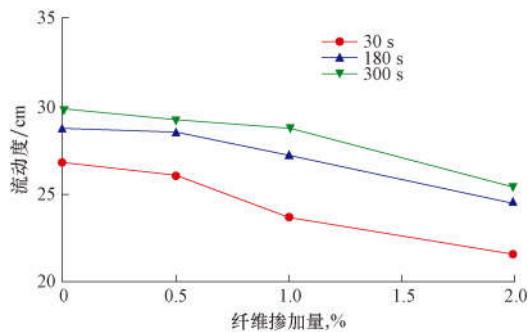


图 4 纤维掺加量对浆液流动度的影响

Fig. 4 Effect of fiber content on slurry fluidity

图 4 表明, 纤维掺加量为质量分数 0.5% 时黏滞力明显增加, 浆液流动性变差。

2.2 输送管柱

针对需要多次封堵的薄差储层,李清忠等人^[15]配套研发了由封隔器、防卡、脱卡和堵剂携带装置组成的氰凝封窜工艺,但该工艺堵剂用量较小(数十至数百千克),不能满足封堵裂缝的需要。为此,研发了由顶杆、工作筒和丝堵组成的单流活塞(见图5),

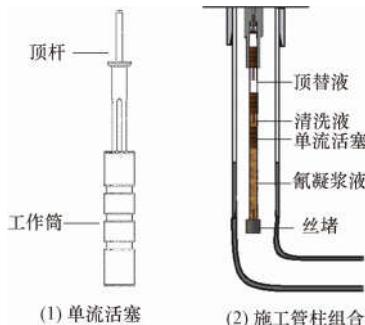


图 5 单流活塞及工艺管柱

Fig. 5 Check piston and pipe string

工作筒隔离浆液段塞,同时刮削管壁,下行至丝堵处,用顶杆打开工作筒内活塞使浆液流出。堵水管柱由多个单流活塞、油溶性隔离液、堵剂浆液、清洗液和顶替段塞组成,通过压力控制活塞开闭,依次正向挤注各段塞,堵剂在隔离封闭的空间内被顺利推送至预封堵位置,注完后快速起出油管,关井候凝,最后以循环洗井的方式检验封堵效果。

3 现场试验

基于改性氰凝的水平井定点堵水技术已在煤层气水平井和砂岩水平井试验3井次。试验表明,应用该技术现场施工安全可靠,且取得良好的降水增油(气)效果。

山西沁水盆地煤层气井储层埋深基本小于2 000.00 m,油藏温度20~40 °C,具有井浅、温度低、易井漏塌陷且储层敏感性强的特点^[16]。F71H4井是该盆地南部晋城斜坡带樊庄区块的一口L形水平井,该井水平段钻至趾部时钻压放空,钻井液失返,漏失严重,完钻通井过程中漏失钻井液750 m³。该井采用筛管完井,投产后产水量达92.0 m³/d,未见可燃气体显示,流压2.9 MPa,且一直难以下降。分析认为,水平井趾端(井深1 709.00 m处)遇大裂缝,沟通顶底板灰岩溶洞中的水体,趾部裂缝既是漏失点又是出水点,为封堵目的层。堵水设计应考虑堵剂适应性,避免储层伤害。该井堵水的技术难点和应对措施见表3。

表 3 改性氯凝堵水施工风险防控和对策

Table 3 Risk prevention and countermeasure of water plugging by polyurethane

风险名称	原因及伤害	应对措施
堵剂驻留难控制	堵剂回流至油套环空,造成事故	油套环空间歇式、小排量补液,监测油套环空液面和压力变化
封堵强度不够	无借鉴经验,设计用量无法与漏失裂缝匹配	适度增加堵剂用量
浆液管壁附着	顶替不净,油管报废	工具刮削,溶剂段塞顶替
挤注设备损坏	粘滞性强,顶替不净,损害挤注泵	溶剂及时清洗

F71H4 井吸水测试表明,排量达到 $2.0 \text{ m}^3/\text{min}$ 仍无法建立井内循环。实施堵水时,先泵注纤维,然后下入特制丝堵至井底,灌注油封隔离液,下入活塞,泵入 3.0 m^3 堵剂,下入活塞,分 2 次泵注溶剂(注入

量分别为 0.2 和 0.4 m³), 最后顶替清水 4.6 m³, 施工排量 0.2~0.3 m³/min, 压力 5~10 MPa。由于液面仪显示液面有所上升, 通过套管反注 0.25 m³。上提油管, 观察管壁清洁情况。施工后实探井底, 堵剂留驻在趾部 50.00 m 内, 以 0.2 m³/min 的排量建立循环。该井恢复正常生产后, 日产气量达 1 100.0 m³, 日产水量 20~30 m³。

华北砂岩水平井出水多表现为长井段水淹, 采用常规堵水凝胶封堵大孔道, 但承压不足, 可将改性氰凝作为承压封口主体。L36H11 井为砂岩水平井, 采用套管完井, 水平段长度 337.60 m, 堵前含水率 100%。依据油藏特征和水淹特点, 按照选择封堵高渗透通道并阻止地层水绕流的思路, 用泡沫凝胶对高渗透通道进行深部封堵, 然后注入 2.2 m³ 改性氰凝树脂封口, 施工压力 15~18 MPa。恢复正常生产后, 日产液量由 34.4 m³ 降至 24.0 m³, 日产原油量由 0 上升到 15.0 t, 降水增产效果较好。

4 结论与建议

1) 氰凝是一种非常规堵水材料, 通过对对其进行化学改性形成了以母液、溶剂、催化剂和助剂为主的改性氰凝体系, 显著改善了其理化性能, 拓宽了温度适用范围, 可满足现场承压封堵的要求。

2) 研究形成了基于小剂量改性氰凝的水平井定点堵水技术及配套施工工艺, 提高了堵水的针对性, 经现场试验验证了该技术的可靠性, 实现了长水平井段堵剂的有效驻留, 填补了国内 L 形筛管完井水平井定点堵水的空白。

3) 该技术目前尚处于现场试验阶段, 由于改性氰凝遇水即增稠变黏, 且粘联性较强, 传统吸入泵泵注后清洗困难, 因此需进一步研究如何控制其反应速度、地面配液等问题, 以提高该技术的适应性。

参 考 文 献

References

- [1] ZHAO Xianzheng, JIN Fengming, WANG Quan, et al. Buried-hill play, Jizhong Subbasin, Bohai Bay Basin: a review and future prospectivity[J]. AAPG Bulletin, 2015, 99(1): 1~26.
- [2] 闫海俊, 谢刚, 巨登峰, 等. 冀中地区高含水水平井治理工艺模式[J]. 断块油气田, 2016, 23(5): 648~651, 654. YAN Haijun, XIE Gang, JU Dengfeng, et al. Technologies of chemical plugging for high water-cut horizontal wells in Jizhong District[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(5): 648~651, 654.
- [3] 李宜坤, 胡频, 冯积累, 等. 水平井堵水的背景, 现状及发展趋势[J]. 石油天然气学报, 2005, 27(5): 757~760. LI Yikun, HU Pin, FENG Jilei, et al. Background, current situation and trend of development for water shutoff in horizontal wells[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2005, 27(5): 757~760.
- [4] 魏发林, 刘玉章, 李宜坤, 等. 割缝衬管水平井堵水技术现状及发展趋势[J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(1): 40~43. WEI Falin, LIU Yuzhang, LI Yikun, et al. Developing trend and current situation of water plugging technology for slotted pipe horizontal wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(1): 40~43.
- [5] 葛红江, 苛景峰, 雷齐玲, 等. 水平井化学堵水配套药剂研究[J]. 油田化学, 2009, 26(4): 387~390, 397. GE Hongjiang, GOU Jingfeng, LEI Qiling, et al. Chemicals for water shutoff in horizontal wells[J]. Oilfield Chemistry, 2009, 26(4): 387~390, 397.
- [6] 同海俊, 巨登峰, 谢刚, 等. 二次交联泡沫冻胶体系评价与应用[J]. 断块油气田, 2013, 20(2): 252~254. YAN Haijun, JU Dengfeng, XIE Gang, et al. Evaluation and application of gelled foam with secondary cross-linking [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(2): 252~254.
- [7] 杜勇, 边底水油藏水平井 ACP 定位控水技术的研究与应用[J]. 钻采工艺, 2015, 38(5): 44~46. DU Yong. Research and application of ACP positioning water control technology in edge-bottom water reservoir horizontal well[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(5): 44~46.
- [8] 周赵川, 陈立群, 高尚, 等. CESP 水平井环空化学封堵工艺在渤海油田的应用[J]. 断块油气田, 2013, 20(3): 400~402. ZHOU Zhaochuan, CHEN Liqun, GAO Shang, et al. Application of annulus chemical plugging for horizontal well with CESP screen pipe in Bohai Oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(3): 400~402.
- [9] 天津大学化工系高分子教研室. 氰凝灌浆材料的研制与应用[J]. 化学通报, 1978(3): 11~13. High Polymer Teaching and Research Department of Chemical Engineering, Tianjin University. Development and application of urethane precondensate grouting[J]. Chemistry, 1978(3): 11~13.
- [10] 刘双平, 郝健, 张顺军. 油田堵水、封窜用改性氰凝材料[J]. 油田化学, 1999, 16(4): 314~316, 371. LIU Shuangping, HAO Jian, ZHANG Shunjun, et al. Modified urethane precondensates OTPT and WTPT as gelling materials for water shutoff/profile modification agents[J]. Oilfield Chemistry, 1999, 16(4): 314~316, 371.
- [11] 步玉环, 王瑞和, 穆海朋. 纤维水泥抗压强度模型[J]. 天然气工业, 2007, 27(9): 56~58, 61. BU Yuhuan, WANG Ruihe, MU Haipeng. Compressive strength model for fiber cement[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(9): 56~58, 61.
- [12] 范振忠, 王犇. 改性氰凝堵水剂的室内评价[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(29): 7260~7262. FAN Zhenzhong, WANG Ben. The indoor evaluation of modification of cyanogen coagulation[J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(29): 7260~7262.
- [13] 刘学鹏, 张明昌, 冯明慧, 等. 复合空心微珠低密度水泥浆的研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2014, 36(6): 39~41. LIU Xuepeng, ZHANG Mingchang, FENG Minghui, et al. Research and application of composite hollow microbead low density cement slurry[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(6): 39~41.
- [14] 许晶玮, 庞浩, 颜永斌, 等. 以甘蔗渣为原料的聚氨酯合成反应用力学[J]. 高分子材料科学与工程, 2007, 23(6): 50~52, 56. XU Jingwei, PANG Hao, YAN Yongbin, et al. Kinetic study of the reaction between liquefied product of bagasse and isocyanate[J]. Polymer Materials Science & Engineering, 2007, 23(6): 50~52, 56.
- [15] 李清忠, 杨万有, 吴恩成, 等. 三次加密井管外窜槽检测及治理技术[J]. 石油钻采工艺, 2006, 28(1): 79~81. LI Qingzhong, YANG Wanyou, WU Encheng, et al. Detection and treatment for outside casing channel infill well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006, 28(1): 79~81.
- [16] 包贵全. 煤层气钻井工程中几个重点技术问题的探讨[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2007, 34(12): 4~8. BAO Guiquan. Study on some focal technical problems of drilling engineering for coal bed methane[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2007, 34(12): 4~8.