



2012年固井技术研讨会 论文集

《2012 年固井技术研讨会论文集》编委会 编

石油工业出版社

内 容 提 要

本文集收集的 69 篇论文是从 106 篇征集论文中精选出来的, 内容包括固井基础理论、固井工艺、固井工具和固井材料等, 反映了近两年固井技术的科研成果。

本书适用于从事固井及相关工程技术人员阅读。

图书在版编目 (CIP) 数据

2012 年固井技术研讨会论文集/《2012 年固井技术研讨会论文集》编委会 编
北京: 石油工业出版社, 2012. 9

ISBN 978 - 7 - 5021 - 9250 - 1

I. 2...

II. 2...

III. 固井 - 技术 - 学术会议 - 文集

IV. TE256 - 53

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2012) 第 203199 号

出版发行: 石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址: www.petropub.com.cn

编辑部: (010) 64523583 发行部: (010) 64523620

经 销: 全国新华书店

印 刷: 北京中石油彩色印刷有限责任公司

2012 年 9 月第 1 版 2012 年 9 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本: 1/16 印张: 29.5

字数: 755 千字

定价: 120.00 元

(如出现印装质量问题, 我社发行部负责调换)

版权所有, 翻印必究

《2012 年固井技术研讨会论文集》

编 委 会

主 编：石 林

副主编：屈建省 马开华 刘硕琼 罗宇维

编 委：（按姓氏笔画排序）

于士东 王同友 方代煊 尹宗国 吕光明

许树谦 孙勤亮 李连江 吴达华 何育荣

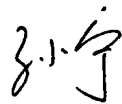
宋元洪 宋文明 姚 晓 袁进平 郭小阳

韩 琴

序

两年一次的中国石油学会石油工程委员会钻井工作部固井学组工作会议暨固井技术研讨会即将如期而至，我从会议论文的征集、筛选、审核和优秀论文的评选过程中，体会到了固井人科学严谨、求真务实的工作作风和敢为先、开拓进取的创新精神；我从固井基础理论、固井材料、固井工具和固井工艺的研发和生产实践中，感觉到了中国固井行业技术的快速提升和国际竞争力的逐步提高；我从固井学组筹划、成立、发展及壮大的历程中，见证了固井学组的凝聚力在不断地增强、桥梁纽带作用得到了广泛认同。

本次会议共征集学术论文 106 篇，经编委会审核后确定 69 篇论文收入《2012 年固井技术研讨会论文集》中，并从中遴选部分优秀论文在大会上交流发言。这些论文凝聚了广大固井工程技术人员聪明智慧和辛勤汗水，汇集了他们在固井技术研发和工程技术服务中的成功经验和失败教训。本论文集承载着编委会严格筛选、仔细审核和悉心指导的劳动成果，记载了中国石油行业近期固井技术的进步历程，是不可多得的文献技术资料。我相信《2012 年固井技术研讨会论文集》将继续为广大固井工程技术人员在解决生产实际技术难题和科技研发活动中提供帮助和指导。



2012 年 8 月

目 录

长封固段固井技术研究现状	于永金	靳建洲	徐 明等	(1)
中国石化固井技术进展	周仕明	丁士东	马开华	(8)
页岩气水平井固井技术难点分析与对策	谭春勤	丁士东	刘 伟等	(20)
页岩气井固井前置液技术难点分析及对策	王 翀	刘爱萍	谢飞燕	(29)
自愈合水泥技术研究进展	赵宝辉	邹建龙	刘爱萍等	(35)
国内外水泥环自修复材料技术评析	姚 晓	陈亚雷	胡 婷等	(44)
深水固井水泥浆体系的研究与应用	宋茂林	王清顺	邱 超等	(52)
硫化氢与硫酸对油井水泥石腐蚀的对比研究	杨振杰	王 玎	吴志强等	(58)
AMPS/AM/AA 共聚物溶液高温高压流变性研究	李 明	靳建洲	于永金等	(65)
水泥环对套管外挤压力的卸载作用研究	杨远光	许惠芳	孙勤亮等	(71)
一种水泥浆静液柱压力评价方法研究及分析	朱海金	吕光明	刘爱萍等	(76)
固井弱界面及提高界面防窜能力技术研究	何俊才	肖海东	闫玉良等	(82)
上密封内管注水泥器的研制与应用	柳 进	陈英明	郑亚杰等	(89)
任意地应力分布下耦合温度、压力影响效应的套管 失效分析	李 勇	袁进平	齐奉忠等	(93)
新型触变性水泥浆体系实验研究	孙勤亮	杨远光	马作朋等	(102)
磷酸盐水泥浆体系室内研究	曾建国	孙富全	吕光明等	(108)
温度和压力对防窜水泥浆体积膨胀率的影响	彭 园	姚 晓	黄 磊等	(117)
对比分析聚羧酸分散剂和脂肪族分散剂对固井水泥浆 流变性的影响	符军放	张 浩	赵 琥等	(124)
127℃ 固井水泥浆“S”形强度发展曲线的分析	吴 超	符军放	张 浩等	(132)
大港油田胶乳水泥浆体系应用技术	赵殊勋	孙勤亮	王贵富等	(137)
大庆地区常用油井水泥性能对比分析及应用	王忠福	范廷秀	贾付山等	(144)
改性 A 级油井水泥在长庆油田的应用研究	贾 芝	王瑞玲	武美平等	(152)
一种低摩阻水泥浆体系研究	朱江林	吴村章	罗宇维等	(157)
适用于裂缝性漏失的可固化堵漏工作液	郭小阳	辜 涛	李早元等	(162)
稠油热采泡沫水泥浆体系室内研究	王永松	方国伟	孙富全等	(167)
稠油热采井固井铝酸盐水泥浆体系研究	李早元	伍 鹏	关素敏等	(175)
不同类型低密度水泥的固井质量评价方法改进研究	步玉环	宋文字	王美洁	(180)
低温高早强短候凝水泥浆体系研究与应用	杨吉祥	苏洪生	彭 为等	(187)
超高温油井水泥缓凝剂的研制	王 野	刘景丽	王 绮等	(193)
一种新型弹塑性水泥浆体系研究	付洪琼	卢成辉	史芳芳等	(200)
密度差对水平井偏心环空顶替影响规律研究	张松杰	薛 亮	汪志明等	(207)
强制自锁式浮箍及其自锁胶塞的研制与应用	林建增	柳文杨	严 军等	(214)

固井界面增强工具的研制与性能评价	宋艳涛	肖志兴	陈晓楼等	(220)
川西水平井固井工具优选	刘国祥	赵德利		(225)
超高压封隔式尾管悬挂器的研制与应用	马兰荣	郭朝辉	朱和明等	(232)
遇水膨胀封隔器的研制及应用研究	杨德锴	薛占峰	侯乃贺等	(240)
特色固完井工具研究新进展	王兆会	曲从峰	袁进平等	(247)
特殊完井技术在重点探井吉深 1 井的应用	樊天朝	高应祥	陈 实等	(254)
温米油田二次开发高压调整井固井技术研究与应用 ...	蒋 鸿	殷 鹏	张希峰等	(262)
雁木西盐膏层调整井固井技术探讨	高应祥	樊天朝	张希峰等	(269)
百泉 1 井超低密度水泥浆尾管固井技术的 研究与应用	刘红星	苏洪生	郑永生等	(274)
MBHW602 井复合套管水平井半程完井技术的应用 ...	吕鹏程	佟雪林	李 波等	(281)
呼图壁储气库大尺寸套管固井技术研究与应用	苏洪生	彭 为	王治国等	(287)
西湖 1 井高温高压超深井固井技术的研究与应用	刘红星	郑永生	彭 为等	(294)
华北油田潜山储气库注采井固井工具配套及 应用技术	韩振强	王益山	宋元洪等	(307)
印尼 MADURA 高温高压气井小间隙固井技术	普艳伟	孙勤亮	杜 娟等	(315)
大位移水平井下套管摩阻分析及在垣平 1 井应用	贾付山	张晓辉		(321)
苏里格小井眼一次上返固井技术研究	陈 宁	武美平	雷东瑞等	(326)
低温固井水泥浆体系研究与应用	于永金	齐奉忠	刘子帅等	(333)
低密度水泥浆高温悬浮稳定剂的研究及应用	徐 明	张 清	钟福海等	(339)
三开水平井完井找水技术	张立娜	杨文领	王 玥等	(344)
川渝含硫气井固井水泥环抗酸性介质腐蚀分析	郑友志	马发明	姚坤全等	(349)
塔河油田盐下油藏井固井技术	陈 超			(358)
玛北 1 井抗高温低密度水泥浆研究与应用	王永洪	刘云		(366)
川西中浅层水平井固井技术	姚 勇	陶 莉	尹宗国等	(371)
帕斯油田长裸眼腐蚀性地层尾管固井技术	宋 健	卢彦生	金 衍等	(377)
顺 9CH 油基钻井液固井技术	刘秀成	李社坤	王艳峰	(383)
胜利油田探井完井工艺与固井质量分析	张宏军	杨启贞		(389)
辽河油田双 6 储气库固井技术研究与应用	李 进	刘铁权	邓春来等	(399)
大庆喇萨杏油田调整井固井技术研究与应用	杨秀天	李吉军	王新清等	(406)
从 BZ8-4-2 井探讨双级固井质量控制	薛 雷	熊 敏	宋亚楠	(412)
牛东深潜山固井技术研究与应用	钟福海	宋元洪	钟德华等	(418)
浅层煤层气井固井技术	费中明	钟福海	宋元洪等	(424)
有效控制层间窜流的技术研究	宋元洪	王福昌	钟福海等	(429)
XS1 井 139.7mm 尾管悬挂器顶封意外坐封事故及处理	范海林	周回生	彭德忠	(436)
元坝地区超长干法固井技术	李真祥	瞿 佳	董明键等	(441)
YSH1-1 页岩气水平井固井技术研究与实践	王希雄	杨 果		(447)
油井水泥膨胀剂的评价方法探讨	汪晓静	刘建	丁士东	(451)
吉林油田龙深 2 平 1 井尾管固井技术研究与实践	冯水山	王顺利	刘春雨等	(460)

长封固段固井技术研究现状

于永金 靳建洲 徐明 齐奉忠 韩琴 刘硕琼

(中国石油集团钻井工程技术研究院)

【摘 要】 随着勘探开发技术的不断进步,深井、超深井数量越来越多,目前一些油气田,如塔里木、四川等都面临深井一次性长封固段固井、低压易漏失封固段固井的问题。由于封固井段长,水泥面上下温差大,地层承压能力低,固井时易发生漏失等难题使得固井难度越来越大。本文综述了国内外部分油气田一次性长封固段固井中存在的问题及固井技术进展,提出了长封固段固井关键技术及提高长封固段固井质量的固井技术建议,对以后长封固段固井具有一定的指导意义。

【关键词】 长封固段 大温差 固井

随着勘探开发技术的不断进步,目前部分油气田面临长封固段长裸眼固井难题,固井难点主要表现在:封固段上下温差大;水泥面强度发展慢,严重时超缓凝;地层承压能力低,固井过程中易发生漏失等。因此,长封固段固井对水泥浆性能提出了更高的要求:水泥浆顶部强度发展快;易漏失井领浆采用低密度水泥浆防止漏失,必要时采用堵漏纤维。针对长封固段固井难题,近几年国内外普遍开展了长封固段及大温差固井技术研究^[1~3]。

一、国内外部分地区长封固段固井难题

川渝地区普光构造 1 号线与边缘地区尾管下深 6000 ~ 6500m,段长 2000 ~ 2700m,封固段上下温差 50 ~ 70℃,水泥面处易出现超缓凝,固井质量难以保证;川西深井井眼条件复杂,裸眼井段长,一般 $\phi 244.5\text{mm}$ 技术套管下深 3200 ~ 3400m,裸眼长度为 2000 ~ 3200m,地层压力系统不统一,压力窗口窄,各层套管水泥浆均要求返至地面,固井封固段长;川东北气田元坝地区井深大都在 6500 ~ 7400m 左右,二开 $\phi 273.1\text{mm}$ 技术套管封固段长,如:元坝 1 井 $\phi 273.1\text{mm}$ 技术套管一次封固段长 4546m,元坝 3 井一次封固段长 4280m^[4],该地区小间隙尾管固井一次性封固段长也在 2000m 左右,长封固段导致封固段顶部和底部的温差大,对水泥浆体系设计提出了很大的挑战;龙岗气田与元坝地区类似,个别井封固段上下温差超过 80℃。

塔里木油田塔北哈拉哈塘区块二开裸眼段普遍超过 5000m^[5],水泥一次封固段多集中在 2500 ~ 3500m,温差大,且领浆多采用低密度水泥浆,顶部强度不易保证,易发生超缓凝,

于永金,男,工程师,2008年毕业于天津大学化工学院,获高分子材料专业硕士学位。现在中国石油集团钻井工程技术研究院固井完井研究所从事固井及水泥浆的研究工作。联系地址:北京市海淀区北坞村路甲 25 号静芯园 O 座;邮编:100195;电话:010-52781782;E-mail:yuyongjindri@cnpc.com.cn。

固井质量难以保证;山前构造情况更复杂,温差 $50 \sim 70^{\circ}\text{C}$,多存在高压盐水层,采用盐水高密度水泥浆固井,固井难度更大;塔中区块技术套管属于长裸眼固井,裸眼段长 $4000 \sim 6000\text{m}$,水泥浆要求返至井口,上下温差大、多套压力系统并存,地层易发生漏失,固井难度大;塔中一号气田直井井深一般在 6000m 以上, $\phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至 $6000 \sim 6200\text{m}$,下入 $\phi 177.8\text{mm}$ 尾管,为进入目的层做准备,技术尾管封固段达到 $2000 \sim 2500\text{m}$,大部分 $\phi 177.8\text{mm}$ 尾管固井水泥浆体系跨越中温和高温区域,井底和喇叭口温差大, 2000m 以上温差一般在 40°C 左右,个别井达到 55°C ,水泥浆性能不易调节,给固井带来很大困难^[6]。

准噶尔盆地中部油层分布于三工河组,埋藏深度在 $4100 \sim 4400\text{m}$ 之间,地质要求必须对该层进行有效封固,同时要求水泥返高至 $1300 \sim 1500\text{m}$ (技术套管 200m),造成实际封固长度达到了 3000m 左右。固井难点主要有:水泥浆在施工中运行段长,容易发生窜槽,影响固井质量;水泥浆段长,容易形成沉砂堆积造成固井憋泵,留水泥塞;水泥封固段长,环空静液柱压力过大,对地层的压力增加,容易压漏薄弱地层,影响固井水泥返高^[7]。

大庆油田深层气井平均井深 $4000 \sim 4500\text{m}$,采用密度为 $1.90\text{g}/\text{cm}^3$ 的水泥浆连续双级注水泥工艺封固全井,每级固井段长 $1700 \sim 2300\text{m}$,大庆油田的地温梯度为 $3.8^{\circ}\text{C}/100\text{m} \sim 4.1^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,每级固井水泥浆上下温差 $65 \sim 85^{\circ}\text{C}$,对水泥浆的稠化时间、失水、强度等性能要求高,既要保证施工安全,又要保证水泥浆“直角”稠化,固井难度大^[8,9]。

国外乌兹别克斯坦费尔甘纳盆地 $\phi 244.5\text{mm}$ 技术套管固井属于长封固段大温差固井,其中:吉达 3 井 $\phi 244.5\text{mm}$ 技术套管下深 4790.17m ,一次封固段长 4300m ,上下温差近 100°C ;吉达 4 井 $\phi 244.5\text{mm}$ 技套下深 5155.7m ,一次上返 5155.7m ,上下温差达 120°C 以上;南贡 1 井 $\phi 244.5\text{mm}$ 技术套管下深 5305.5m ,水泥面上下温差近 125°C 。

二、长封固段固井关键技术

1. 长封固段大温差缓凝剂的开发

长封固段带来的直接问题就是封固段的上下温差大,因此,开发适应大温差条件下的缓凝剂及水泥浆体系是解决长封固段固井的关键技术之一。目前,大多数葡萄糖、酒石酸类缓凝剂在大温差条件下容易造成水泥面处超缓凝现象,针对这一问题,国内外开展了大温差缓凝剂及水泥浆体系的研究工作。

中国石油集团钻井工程技术研究院开发的 DRH-200L 高温大温差缓凝剂可用于 180°C 高温,适应温差 $80 \sim 100^{\circ}\text{C}$ ^[10];中油渤星公司开发的新型大温差缓凝剂 BCR-260L 可满足循环温度 $70 \sim 180^{\circ}\text{C}$ 固井需求,对水泥石后期强度发展基本无影响,在大温差条件下强度发展快,能保证固井施工时顶部水泥浆强度发展,抗盐能力可达 15% ^[11];中国石油大学开发了一种宽温带缓凝剂,该缓凝剂在 $60 \sim 150^{\circ}\text{C}$ 范围内对温度不敏感,能够满足长封固段大温差条件下的固井要求^[12]。

斯伦贝谢公司的 AccuSET* 大温差水泥浆体系主要特点是:对温度变化的敏感性低;降低由于井底循环温度不确定性所带来的危险;降低固井候凝时间,整个水泥液柱更快凝固;与所有 API 水泥配伍;环保性能好等。该水泥浆体系的温度适用范围为 $49 \sim 121^{\circ}\text{C}$,能够适应淡水或 $3\% \sim 18\%$ 的盐水。该水泥浆体系在中东的两口 $\phi 177.8\text{mm}$ 生产套管井进行了应

用,两口井井深分别为 3007m 和 3225m,井底静止温度分别为 122℃ 和 130℃,井底与水泥顶部温差分别为 32℃ 和 46℃,两口井固井质量优良。

2. 紧密堆积理论设计高性能水泥石

通过紧密堆积理论进行水泥浆体系设计可以提高水泥浆及水泥石的综合性能,也是解决长封固段固井的关键技术之一。利用紧密堆积理论,通过调节混合物固相不同颗粒尺寸分布,使干混合物的堆积密度达到最优化,从而得到紧密堆积优化水泥浆。由于固相含量高,混合需水量低,液固比低,抗压强度发展快,使候凝时间缩短,最终的抗压强度高,水泥石的渗透率低,具有较好的防窜能力,水泥石收缩小,具有较好的层间封隔。

通过紧密堆积设计的含高固相的优化水泥浆体系并不影响其密度和流变性。低密度高性能水泥浆性能稳定,在失水量、抗压强度、游离液等方面与常规低密度水泥浆相比都表现出更优越的性能;高密度高性能水泥浆胶凝强度低,失水量和提黏效应低,易于混合和泵送,沉降稳定性好,抗压强度高。

3. 低压易漏井的承压堵漏技术研究

对于长封固段低压易漏失井,固井前的承压堵漏至关重要,若地层承压能力不够,很可能在固井过程中发生漏失,一旦发生漏失,水泥浆性能再好也很难保证固井质量,因此,对低压易漏失井,固井前尽量提高地层承压能力,为固井顺利施工创造条件。

常用的堵漏材料主要有桥接堵漏材料、高滤失堵漏材料、柔弹性堵漏材料、聚合物胶凝堵漏材料、水泥浆堵漏材料及膨胀性堵漏材料等,针对不同井况可选取不同类型的堵漏材料。虽然堵漏技术处理井漏已获得一些成功,但仍然没有根本解决裂缝性、溶洞性地层严重井漏问题,堵漏材料和堵漏技术研究还需进行大量的工作^[13,14]。

三、国内外长封固段固井技术

1. 国内长封固段固井技术

1) 西部地区长封固段固井现状

元坝 2 井是元坝地区的一口重点探井, $\phi 241.3\text{mm}$ 井眼完钻井深 6153m,钻井液密度 2.05g/cm^3 ,黏度超过 110s。 $\phi 193.1\text{mm}$ 尾管封固段 3729~6153m,重叠段长 150m,尾管段长 2424m,主要是封固须家河组高压气层。该井面临的主要固井难题一是接近 2500m 的长封固段;二是压稳防气窜难度大,出 $\phi 273.1\text{mm}$ 技术套管鞋即是须家河组高压气层,处于封固段的上端,候凝期间不易压稳。经过分析地层承压能力和分段压稳防气窜计算,设计的液柱结构:隔离液密度 2.08g/cm^3 ,领浆密度 2.08g/cm^3 ,尾浆密度 2.12g/cm^3 ,压稳系数达到 1.06。其中领浆配方为:夹江 G 级水泥 + 40% 铁矿粉 + 3% 微硅 + 2% 膨胀剂 DZP-2 + 5% 降失水剂 DZJ-Y + 1.5% 缓凝剂 DZH-2 + 40% 配浆水;尾浆配方为:夹江 G 级水泥 + 30% 铁矿粉 + 40% 加重剂 + 3% 微硅 + 2% 膨胀剂 DZP-2 + 5% 降失水剂 DZJ-Y + 0.95% 缓凝剂 DZH-2 + 36% 配浆水。该井固井施工过程顺利,声幅测井解释结果表明,气层段封固质量为优质,综合评定为优质^[15]。

龙岗 62 井 $\phi 168.3\text{mm}$ 尾管封固井段 3400 ~ 6353m。该井存在的固井难点: 井深, 裸眼段长; 油气显示活跃, 易发生气窜; 小井眼、环空间隙小, 易诱发井漏; 井底温度高、温差大, 井底温度为 148°C , 喇叭口温度为 80°C 。固井采用了渤星公司的高温高密度防气窜大温差水泥体系, 固井质量良好。

塔里木油田塔北区块英买 2 - 16 井 $\phi 177.8\text{mm}$ 技术套管下深 5819m, 采用分级注水泥, 分级箍位置在 2996.4m, 一级水泥浆封固段 3300 ~ 5819m, 封固段长 2519m, 二级水泥浆封固段 0 ~ 3000m, 封固段长 3000m, 封固段长, 温差大。一级固井采用 $1.45\text{g}/\text{cm}^3$ 低密度水泥浆配合 $1.88\text{g}/\text{cm}^3$ 常规密度水泥浆, 一级水泥浆配方: 阿克苏 G 级水泥 + 10% 微硅 + 20% 漂珠 + 3% 降失水剂 DRF - 120L + 80% 井场水; 尾浆: 阿克苏 G 级水泥 + 31% 硅粉 + 4% 微硅 + 3% 降失水剂 DRF - 120L + 63.3% 井场水。二级固井采用 $1.45\text{g}/\text{cm}^3$ 低密度水泥浆, 配方: 阿克苏 G 级 + 10% 微硅 + 20% 漂珠 + 2.5% 降失水剂 DRF - 300S + 0.4% 分散剂 DRF - 1S + 0.5 缓凝剂 DRH - 100L + 80% 井场水。一级固井质量合格, 二级固井质量优良。

塔里木油田塔中区块中古 514 井二开中完井深 5767m, $\phi 200.03\text{mm}$ 技术套管下深 5765m, 水泥浆一次封固段 5767m。裸眼段、封固段长, 地层易漏, 上下温差大为固井的主要难点, 二开井底温度 126°C , 为保证固井质量采用双凝双密度水泥浆, 领浆采用 $1.40\text{g}/\text{cm}^3$ 低密度水泥浆, 封固段 0 ~ 3300m, 配方为: 阿克苏 G 级水泥 + 25% 玻璃微珠 (3M) + 25% 微硅 + 3% 防窜剂 Flock - 2 + 6% 降失水剂 LANDY - 806L + 3.4% 缓凝剂 LANDY - 605L + 3% 早强剂 LANDY - 506L + 0.2% 消泡剂 LANDY - 19L + 水; 尾浆采用 $1.88\text{g}/\text{cm}^3$ 常规密度水泥浆, 封固段 3300 ~ 5767m, 配方为: 阿克苏 G 级水泥 + 30% 硅粉 + 5% 微硅 + 4.5% 降失水剂 LANDY - 806L + 1.5% 缓凝剂 LANDY - 605L + 0.5% 分散剂 LANDY - 906L + 0.2% 消泡剂 LANDY - 19L + 水。固井施工顺利, 固井过程中未发生漏失, 固井质量合格。该井创造了塔中地区水泥浆一次封固最长纪录。

莫深 1 井位于准噶尔盆地腹部莫索湾地区, 完钻井深 7500m, 二开中完井深 4436m, 低密度水泥浆一次封固 3000m, 超长封固段温差约 65°C , 为保证足够的注水泥时间, 封固段顶部的水泥浆可能会过渡缓凝, 针对这一难题, 对水泥浆体系进行了研究、改进和优化, 优选出了合适的外加剂, 设计了满足施工要求且领浆封固段顶部 48h 强度达到 8.5MPa 的水泥浆体系, 解决了长封固段返高面强度发挥问题, 低密度水泥浆配方: THG + 20% WZ + 12% 稳定剂 + 4% 早强剂 + 4% 膨胀剂 B + 3% ST900L + 0.6% SXY - 2 + 0.85% ST300R + 52% 液固比, 水泥浆密度 $1.50\text{g}/\text{cm}^3$; 三开使用 $\phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻进至 6406m, $\phi 244.5\text{mm} + \phi 250.8\text{mm}$ 套管下深 6406m, 单级固井, 采用高密度水泥浆一次封固 2906m, 井底静止温度 154°C , 水泥返高面温度 85°C , 上下温差大, 施工时间长, 为了保证足够的注水泥时间, 稠化时间要求较长, 该井循环温度 130°C , 采用抗高温外加剂体系, 这将导致长封固段顶部低温下水泥浆会过度缓凝, 不利于强度发挥的问题。针对这一难题, 通过室内大量实验, 对水泥浆体系进行改进、研究, 优选出了合适的水泥浆抗高温外加剂, 设计了满足施工要求且封固段顶部 96h 强度达到 13.8MPa 的水泥浆体系, 结合莫深 1 井固井施工设计, 较好地解决了高温深井长封固段固井问题, 水泥浆配方: XJG + 30% 铁矿粉 + 35% 硅砂 + (3% 降失水剂 + 0.5% 分散剂 + 0.05% 悬浮剂 + 0.3% 消泡剂 + 1.9% 稳定剂 + 1.7% 稀释剂 + 1.8% 缓凝剂) 湿混 + 48% W/C, 水泥浆密度 $2.2\text{g}/\text{cm}^3$ ^[16,17]。

2) 东部地区长封固段固井现状

辽河油田沈 308 井 $\phi 177.8\text{mm}$ 技术套管固井水泥浆封固段为 1778 ~ 3776m, 段长接近 2000m, 其中领浆采用 DRF - 120L 长封固段大温差水泥浆体系, 领浆封固段 1778 ~ 3000m, 领浆现场施工密度 $1.75 \sim 1.85\text{g/cm}^3$, 尾浆采用常规密度水泥浆, 封固段 3000 ~ 3776m, 固井质量合格率 100%, 优质率 95%。领浆配方为: 抚顺 G 级加砂水泥 + 15% DRB - 1S 增强材料 + 2.8% DRF - 120L 降失水剂 + 0.14% DRS - 1S 缓凝剂 + 水。

吉林油田长深 5 井 $\phi 139.7\text{mm}$ 油层套管下深 5320m, 电测静止温度 180°C , 确定井底循环温度 144°C , 要求水泥浆返出井口。 $\phi 244.5\text{mm}$ 技术套管下深 3370m, 油层套管裸眼段长 1950m, 分级箍位置 2850m, 一级注封固段长 2470m, 二级注封固段长 2850m, 两级注水泥封固段上下温差较大(分别为 77°C 和 88°C), 水泥环顶部强度发展较慢, 固井质量难以保障。一级固井基于防漏防窜和保护油气层需要, 采用双凝双密度水泥浆结构, 上部高强度低密度防漏胶乳水泥浆密度为 $1.40 \sim 1.45\text{g/cm}^3$, 配方: 嘉华 G 级水泥 + 20% 硅粉 + 43% 漂珠 + 50% 增强材料 PZW - A + 9% 悬浮剂 + 4% 胶乳 BCT - 800L + 10% 降失水剂 BXF - 200L + 2.2% 缓凝剂 BXR - 300L + 2.64% 缓凝剂 BXR - 300EX + 0.4% 消泡剂 G603 + 0.4% 消泡剂 D50 + 106% 水; 下部常规密度胶乳防窜水泥浆密度为 $1.83 \sim 1.88\text{g/cm}^3$, 配方: 嘉华 G 级水泥 + 35% 硅粉 + 4.25% 悬浮剂 + 3% 胶乳 BCT - 800L + 6% 降失水剂 BXF - 200L + 1.1% 缓凝剂 BXR - 300L + 1.32% 缓凝剂 BXR - 300EX + 0.4% 消泡剂 G603 + 0.4% 消泡剂 D50 + 46% 水。上部高强度低密度胶乳领浆封固段长 1370m, 下部常规密度胶乳尾浆封固段长 1000m, 全井的井底当量密度为 1.49g/cm^3 。二级固井采用密度为 1.45g/cm^3 的高强度低密度水泥浆一次上返至地面。该井固井质量合格率 100%, 优质率 96.46%^[18]。

2. 国外长封固段固井技术

乌兹别克斯坦费尔甘纳盆地吉达 3 井和吉达 4 井 $\phi 311.2\text{mm}$ 井眼深, 裸眼段长, 并且套管下入深: 吉达 3 井完钻井深 4791m, $\phi 244.5\text{mm}$ 套管下深 4790.61m, 裸眼段长度 2060.76m, 钻井液密度 1.65g/cm^3 ; 吉达 4 井完钻井深 5157.73m, 套管下深 5155.73m, 裸眼段长度 2928m, 钻井液密度 1.74g/cm^3 , 要求水泥浆一次上返至井口, 上下温差大。吉达 3 井和吉达 4 井 $\phi 311.2\text{mm}$ 井眼所钻地层为大段泥岩层和多层高压水层, 地质情况复杂。大尺寸井眼长封固段一次上返固井技术在国内外均属固井难题, 稍有不慎就可能造成顶部水泥浆超缓凝, 严重影响固井质量。针对固井难题, 开展了适应长封固段、大温差固井水泥浆体系研究, 在参考国内长封固段大温差固井的基础上, 结合费尔甘纳盆地固井的特点及难点, 在室内筛选出了低密高强抗盐水泥浆配合常规密度抗盐的双凝双密度的水泥浆。通过室内评价, 该体系具有失水量低($\leq 50\text{mL}$)、抗压强度高($\geq 14\text{MPa}$)、稠化过渡时间短、稳定性好、防窜性好等特点, 能较好满足费尔甘纳盆地 $\phi 244.5\text{mm}$ 套管固井的要求, 特别是该体系具有很好的抗盐性能, 现场适应性强。吉达 4 井 $\phi 244.5\text{mm}$ 套管固井低密度水泥浆配方: 水泥 + 10% 混合增强材料 + 5% 膨润土 + 2% 降失水剂 + 0.45% 缓凝剂 + 0.2% 消泡剂 + 60% 清水, 水泥浆密度 1.75g/cm^3 , 常规密度水泥浆配方: G 级 HSR 油井水泥 + 1.75% 降失水剂 + 0.45% 缓凝剂 + 0.2% 消泡剂 + 44% 水, 水泥浆密度 1.90g/cm^3 。吉达 3 井 $\phi 244.5\text{mm}$ 技术套管固井一次封固段长 4315.61m, 上下温差近 100°C , 固井质量合格; 吉达 4 井 $\phi 244.5\text{mm}$ 技术套管固井一次封固段长达 5155.73m, 上下温差高达 120°C , 固井质量合格^[19]。

四、认识与建议

(1) 提高长封固段固井质量的技术措施主要从以下几个方面入手:①优化长封固段固井设计,固井前井眼应具备良好的条件下,通过软件对井下流体的注替过程、井下压力变化情况、套管居中情况以及井下流体循环排量进行模拟;②采用高强度低密度水泥浆,针对易漏失井,应用紧密堆积理论及颗粒级配原理,设计满足固井施工要求的低密度水泥浆体系,低密度水泥浆应具备高强度、低密度、低渗透率以及流变性能好等特点;③对易漏失井采用堵漏纤维,起到防漏堵漏的作用;④固井施工过程中保证入井水泥浆密度均匀,入井水泥浆密度变化对水泥浆性能影响很大,尤其是低密度水泥浆,因此,入井水泥浆密度均匀对于保证固井质量非常重要;⑤对低压易漏井,固井前进行承压堵漏,尽量提高地层承压能力,为固井顺利施工创造条件。

(2) 水泥在 110 ~ 120℃ 可能存在晶相转化,目前能够跨越该敏感温度段使用的缓凝剂种类较少,建议加强高温大温差缓凝剂的研究,为长封固段高温大温差固井奠定基础。

(3) 裂缝性、溶洞性漏失问题没有解决,建议加强堵漏材料及堵漏技术研究工作。

参考文献

- [1] 秦文贵. 中国石油固井技术现状及发展方向. 石油科技论坛, 2007(6): 6 ~ 11.
- [2] 赵宝辉, 邹建龙, 刘爱萍等. 适用于长封固段固井的新型缓凝剂. 钻井液与完井液, 2011, 28(增刊): 10 ~ 12.
- [3] 李真祥, 刘伟, 步玉环等. 宽温带缓凝剂合成与室内评价. 钻采工艺, 2009, 32(5): 73 ~ 76.
- [4] 李真祥, 王瑞和, 高航献. 元坝地区超深探井复杂地层固井难点及对策. 石油钻探技术, 2010, 38(1): 20 ~ 25.
- [5] 鲜明, 郑渊云, 李然等. 低密度水泥浆固井技术在哈拉哈塘区块的应用. 承德石油高等专科学校学报, 2011, 13(3): 8 ~ 13.
- [6] 黎泽寒, 刘俊峰, 章锦城. 塔中一号气田尾管固井存在的问题及解决方案. 内蒙古石油化工, 2009(23): 124 ~ 126.
- [7] 陈永地, 李俊松, 张有华等. 准噶尔盆地深井长封固段固井技术研究. 西部探矿工程, 2005(4): 71 ~ 72.
- [8] 张书瑞, 郭盛堂, 何文革等. 大庆油田深层气井固井技术. 石油钻探技术, 2007, 35(4): 56 ~ 58.
- [9] 刘志焕, 倪行宇, 徐明等. 大庆油田深层气井固井技术研究. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(4): 91 ~ 94.
- [10] 靳建洲, 于永金, 刘硕琼等. 高温大温差缓凝剂 DRH - 200L 的研究 // 2010 年固井技术研讨会论文集. 北京: 石油工业出版社, 2010.
- [11] 刘志焕, 倪行宇, 徐明等. 新型缓凝剂 BCR - 260L 性能评价及现场试验. 石油钻探技术, 2012, 40(2): 55 ~ 58.
- [12] 李真祥, 刘伟, 步玉环等. 宽温带缓凝剂的合成与室内评价. 钻采工艺, 2009, 32(5): 73 ~ 76.
- [13] 张希文, 李爽, 张洁等. 钻井液堵漏材料及防漏堵漏技术研究进展. 钻井液与完井液, 2009, 26(6): 74 ~ 76.

- [14] 聂勋勇,王平全,张新民. 聚合物胶凝堵漏技术研究进展. 钻井液与完井液,2007,24(1):82~84.
- [15] 牛新明,张克坚,陈志峰等. 川东北地区高压防气窜固井技术. 石油钻探技术,2008,36(3):10~15.
- [16] 柳建,齐静,苏洪生. 莫深1井中完固井水泥浆技术. 新疆石油科技,2007,17(3):9~14.
- [17] 柳建,齐静,苏洪生. 莫深1井 $\phi 244.5\text{mm} + \phi 250.8\text{mm}$ 中完固井水泥浆技术. 新疆石油天然气,2007,17(3):22~26.
- [18] 王顺利,毛敬勋,孙富全等. 吉林油田长深5井抗高温胶乳水泥浆固井技术. 石油钻采工艺,2007,29(5):93~97.
- [19] 李善云,解忠义,谢意等. 费尔甘纳盆地长封固段大温差固井技术研究与应用. 钻采工艺,2011,34(5):31~33.

中国石化固井技术进展

周仕明 丁士东 马开华

(中国石化石油工程技术研究院)

【摘 要】 西部深层、非常规油气资源是中国石化“十二五”勘探开发的重点。四川和新疆地区集中了中国石化 90% 以上的深井和超深井。深井超深井和非常规油气井的井筒环境复杂,给固井带来了非常大的挑战。通过自主研发攻关和消化引进吸收,形成了三高酸性气田深井防气窜固井技术、复杂深井高温深井固井技术、泡沫低密度固井技术、超高密度固井技术和非常规油气水平井固井配套技术,较好地解决了勘探开发难点问题。普光气田产层固井质量合格率 100%,优质率超过 90%,元坝气田完成了当前世界上最深的超深水平井固井,在官深 1 井创造了入井水泥浆密度最高的国内纪录。自主研发的洗油冲洗液和弹塑性水泥浆等的非常规固井技术成功投入试验,效果良好。研制了系列耐腐蚀特殊尺寸尾管悬挂器、耐高温高压尾管悬挂器,和旋转尾管悬挂器等满足了特殊固井工艺的需求。系列特殊固井技术为油气勘探开发提供了有力的支撑。

【关键词】 酸性气田 非常规 水泥浆 固井工具

“十二五”期间,中国石化将实施“稳定东部,加大西部,加快南方,推进海域,拓展海外,突破非常规,依靠科技,打造上游长板”的油气资源发展战略,实现油气储量产量持续增长。西部深层、非常规油气资源是勘探开发的重点。四川和新疆地区集中了中国石化 90% 以上的深井和超深井,元坝气田正在钻垂深超过 7000m 的超深水平井。深井超深井和非常规油气井的井筒环境复杂,给固井带来了非常大的挑战,更多需要特殊的固井工艺技术才能完成固井施工。通过开展三高酸性气田深井防气窜固井技术、复杂深井高温深井固井技术、泡沫低密度固井技术、超高密度固井技术和非常规油气水平井固井技术五项重点固井配套技术研究攻关,基本形成了适应川东北地区酸性气田深井防气窜固井技术。元坝气田完成了当前世界上最深的超深水平井固井。自主研发的洗油冲洗液和弹塑性水泥浆等的非常规固井技术也在多口井投入使用,效果良好。研制了系列耐腐蚀特殊尺寸尾管悬挂器、耐高温高压尾管悬挂器,和旋转尾管悬挂器等满足了特殊固井工艺的需求。

一、“三高”酸性气体固井技术

1. 难点分析

川东北地区海相酸性气窜埋深超过 5500m,体现高温、高压和高含硫的“三高”特征^[1,2]。元坝区块的长兴组深度甚至超过 7000m,井底温度超过 160℃,气层压力超过 75MPa。普光

周仕明,1972 年生,男,安徽和县人,1993 年毕业于石油大学(华东)钻井工程专业,教授级高工,主要研究方向是深井复杂井固井。地址:北京市朝阳区北辰东路 8 号北辰时代大厦 520 室;邮编:100101;电话:010-84988220;E-mail:zhousm. sripe@sinopec.com。

气田的 H_2S 含量达到 $180\text{g}/\text{m}^3$, CO_2 含量达到 $80\text{g}/\text{m}^3$ 。这些因素给海相气井的固井带来了极大的挑战,对高温条件下水泥浆防气窜性能要求高,水泥环在酸性气体条件下的长期耐腐蚀能力要求极高^[3-5]。另外复杂的多地层压力体系给防窜和防漏工艺带来非常大的挑战。

2. 高温防腐防气窜胶乳水泥浆研究与应用

针对复杂地层存在的高压防气窜、酸性腐蚀的固井技术难题,自主研制开发了新型抗高温固井用胶乳及配套的外加剂,掌握了胶乳水泥浆护胶等技术关键,解决了胶乳水泥浆敏感性强和适用性差等技术难题。在腐蚀研究的基础上自主研发了防酸性气体腐蚀添加剂^[6-10],形成了自有的防窜效果好、抗腐蚀的胶乳水泥浆特色技术。

胶乳水泥浆体系具有良好的抗高温和防气窜、抗腐蚀性能:抗温能力大于 170°C , API 失水小于 50mL ,水泥浆体系静胶凝强度曲线成直角,稠化过渡时间短,零自由水,高温高压 24h 抗压强度大于 14MPa ,防气窜性能系数小于 2,水泥石满足防 H_2S 、 CO_2 腐蚀工程要求(表 1)。

表 1 胶乳防腐防气窜水泥浆体系防腐性能

腐蚀类型	水泥浆配方 (实验温度 160°C , 时间 21d)	强度 (MPa)			渗透率 (mD)	
		未腐蚀	腐蚀后	变化率 (%)	前	后
CO_2 腐蚀	API G + 3.5% DZS + 12% DC200 + 35% 硅粉 + 15% DC206	16.33	19.51	+19.44	0.380	0.353
	API G + 3.0% DZS + 12% DC200 + 35% 硅粉 + 17% DC206	9.07	19.05	+110.00	0.592	0.390
H_2S 腐蚀	API G + 2.5% DZS + 12% DC200 + 35% 硅粉 + 20% DC206	26.08	26.9	+3.14	0.279	0.299
	API G + 2.0% DZS + 12% DC200 + 35% 硅粉 + 30% DC206	16.9	26.34	+55.86	0.364	0.316

注: H_2S 分压 10MPa , CO_2 分压 5MPa ; DZS 分散剂, DC200 胶乳, DC206 防腐剂。

3. 配套固井工艺

(1) 防气窜分段压稳模型设计环空液柱结构。

防气窜的前提是环空液柱能够压稳气层。水泥浆到环空静止后,静胶凝强度随水泥的水化反应开始增长,静胶凝强度阻止液柱压力的传递,造成水泥浆“失重”。当作用于地层的浆柱压力降低到低于地层压力的某一时刻,油气水就会逐渐进入环空间隙。解决环空气窜主要从两方面,一方面尽量保持环空液柱压力始终大于地层压力,另一方面增加水泥浆的流动阻力,减缓气体在水泥浆中的运移来弥补水泥浆柱压力的降低。水泥浆属非常典型的非牛顿流体,有很强的静切力,所以不管在是否稠化的状态下,水泥浆都会产生胶凝失重。根据水泥浆的水化状态,分段计算胶凝失重^[1],结果会更接近实际情况。基于这种考虑,提出了对水泥浆进行分段分析,根据不同段的水泥浆的水化状态,来计算静胶凝强度发展的临界值,然后计算各段的静液柱压力损失,累积后计算水泥浆液柱对气层的压稳系数。新型分段气窜预测模式不仅能够比较真实的预测固井后环空气窜的可能性,而且能够指导防气窜固井压稳设计,避免过压稳或欠压稳。

(2) 超深水平井或定向井套管居中技术。

川东北“三高”开发井以定向井水平井为主,位移一般在 1000m 左右,套管在斜井段和水平段不易居中,很难达到规范规定的居中度不低于 67% 的要求。为此开展了刚性套管扶

正器的优选,并制定了优选原则:其规格尺寸必须与三开井段 $\phi 241.3\text{mm}$ 井眼和 $\phi 177.8\text{mm}$ 套管匹配;必须具有弧形外形和螺旋形翼片,能够产生旋流,提高顶替效率;摩擦系数低,能够降低下套管阻力;重量要轻,减少自身重量产生的摩擦阻力。

在此基础上优选了进口的聚酯螺旋减阻刚性扶正器和铝合金刚性扶正器,这两种扶正器都能够满足上述 4 条要求。普光气田和元坝气田在生产尾管固井中都应用了优选的刚性扶正器,经过软件计算确定扶正器安放间距。套管居中度达到 85% 以上,对保证固井质量起到了很好的作用。

自主研发的胶乳水泥浆体系已在川东北超高压气田、新疆塔河油田托普台地区高温深井和开发水平井、伊朗雅达防腐固井中推广应用近 40 口井,优良率达到 90% 以上。

胶乳水泥浆技术解决了诸多复杂井固井技术难题,如腐蚀性油气井、高压气井、碎屑岩水平井等复杂井的固井技术难题,尤其为高温高压高含腐蚀性油气井固井提供了成功范例,为川东北、新疆、伊朗雅达等大型油气田安全、高效和优质的勘探开发提供了坚实的技术保证,社会经济效益显著。

通过不断实践,不断完善,川东北地区酸性气田固井工艺技术日趋成熟。产层段应用高温胶乳防气窜防腐水泥浆体系,防腐尾管悬挂器,和套管居中工艺,固井质量得到有效保证。普光气田产层套管固井合格率 100%,优良率到达 90%。普光气田主体工程已经顺利通过完井、压裂酸化改造的检验,顺利投产。元坝气田已经完成 3 口井的超深水平井固井施工,固井质量满足生产要求。

二、复杂高温深井固井技术

1. 难点分析

川东北地区深井超深井普遍采用 $\phi 339.7\text{mm} \times \phi 273.1\text{mm} \times \phi 193.7\text{mm}$ 套管层次,复杂井身结构导致超深井窄间隙和长封固段固井难题。

(1) 小间隙导致不能加扶正器,套管不能居中。 $\phi 273.1\text{mm}$ 技术套管环空间隙 19mm; $\phi 273.1\text{mm}$ 尾管悬挂器处环空间隙 10mm; $\phi 146.1\text{mm}$ 尾管环空间隙 9.5mm。 $\phi 273.1\text{mm}$ 技术套管在裸眼段采用无接箍套管; $\phi 146.1\text{mm}$ 尾管采用无接箍套管,均不能安放套管扶正器,无法保证套管居中,顶替效率难以保证。

(2) 多压力层系集中于一层,压稳防漏矛盾突出。深井和超深井多数套管的一次封固长度超过 2000m。如川东北地区的 $\phi 273.1\text{mm}$ 技术套管就需要封固压力系数超过 1.9 的须家河组高压层和上部的常规压力地层,压稳和防漏矛盾十分突出。

(3) 非常规井身结构对固井工具的尺寸设计提出挑战,非常规尺寸的尾管悬挂器要满足深井高压和小间隙固井需求的设计难度非常大。

塔河油田外围重点探区巴麦地区地层复杂,压力体系变化频繁,奥陶系储层和二叠系火成岩地层的地层压力低,孔洞较发育,漏失频繁。统计表明该地区的艾丁、托普台和玉北等区块在下套管和固井过程中发生漏失的比例超过 15%,严重影响固井质量。

2. 高强低密度水泥浆研究

常用的电厂漂珠—微硅低密度水泥浆体系仅能适合井底压力在 60MPa 以内中深井固井

应用,井底压力超过 60MPa 后,漂珠容易破碎;3M 微珠低密度水泥浆体系虽然抗压等性能优良,但价格比较昂贵。为此通过室内实验优选出了复合低密度材料 DFS,水泥浆可调范围为 $1.60 \sim 1.45 \text{ g/cm}^3$,该复合材料是以改性粉煤灰为主要材料,不含有空心漂珠等材料,具有耐压性能稳定,可适合深井低密度固井应用。

其基本性能指标如下:(1)抗温:大于 140°C ;(2)密度: $1.45 \sim 1.65 \text{ g/cm}^3$ 可调;(3)沉降稳定性好:上下密度差 $\leq 0.02 \text{ g/cm}^3$;(4)API 失水可控制在 50mL 以内,低析水,0mL;(5)具有较高的抗压强度:在满足固井施工安全的条件下,水泥浆顶部温度 93°C 条件下,48h 强度也在 14MPa 以上,底部温度 130°C 条件下,24h 强度可达 14MPa 以上。

该低密度体系自 2008 年应用以来,在塔河工区提供现场服务 40 余井次,有效防止和降低了固井漏失。通过在实际应用中不断优化和完善配方,固井质量也在不断提高。其中,2011 年累计提供深井复合低水泥浆服务 15 井次,优良率达到了 80%,极大地提高了复杂深井固井质量。

3. 配套固井工艺

(1) 大尺寸套管干法固井工艺。

川东北地区上部陆相地层普遍采用空气钻井技术。如果固井前转换钻井液,由于钻井液与井壁新鲜接触,因而需要较长时间的调整过程使井壁达到稳定状态。据统计,空气钻井后转换钻井液的井眼调整过程平均周期有 5~7d 甚至更长时间,这样就把空气钻井节省的时间浪费了一部分甚至全部,降低了效率。根据地层特性,制定了适合该地区不转换钻井液直接下套管固井的干法固井工艺,制定了井眼准备措施、水泥浆性能指标。采用先正注水泥浆,清水替浆,然后分步从环空灌入水泥浆的固井方式。干法固井取得了良好效果,固井质量达到优质。干法固井技术目前已经在元坝地区推广应用,空气钻井、泡沫钻井都可以采用干法固井工艺。截至目前,已经推广应用了近 40 口井,固井质量均能达到优质,平均节省中完时间 7d 以上。元陆 5 井创造了 $\phi 244.5 \text{ mm}$ 套管干法固井下深 2865m 的全局最高纪录。

(2) 高效前置液技术提高顶替效率和安全性。

针对超深井和超深水平井研究应用抗高温高黏隔离液体系,尤其在大斜度和水平井段利用顶替液的密度差和黏度差来提高顶替效率,在塔河油田、普光气田和元坝气田的水平井固井中取得了良好效果。

(3) 正注反挤工艺。

普光气田二开 $\phi 273.1 \text{ mm}$ 技术套管固井面临着一次性封固段长、地层承压能力低等技术难题,固井漏失的风险极大,通过对普光气田地质资料的认识和钻井漏失情况的认真分析,二开的主要漏失层位在沙溪庙组。因此,有时采用双级固井和低密度也不能解决漏失问题,为此通过研究分析,采用“正注反挤”工艺措施,即首先按正常固井注入一次水泥浆,水泥浆返至漏层位置,然后从环空注入二次水泥浆,使水泥浆与一次水泥浆对接,实现对环空的全部封固。

“正注反挤”技术的关键是对漏层的准确判断,其次确定反挤的间隔时间,如果时间太长,进入漏层的水泥浆形成强度,反挤水泥不能进入漏层,而会挤入上层套管鞋下部地层或漏层上部的薄弱地层,造成大段的裸眼段漏封。为此通过分析,在第一次固井后 10h 内完成