

涪陵页岩气田生产套管防漏堵漏技术对策与实践

赵明琨¹, 舒曼², 李永成¹, 陈小龙¹, 刘超¹

(1. 中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司, 重庆涪陵 408014; 2. 长江大学非常规油气湖北省协同创新中心, 湖北武汉 430100)

摘要:页岩气生产井投产前,都要进行大规模分段压裂,生产套管必须能承受不低于90 MPa的施工压力。2013年涪陵工区试验井组相继出现2口井稳不住压现象,导致长水平段分段压裂的储层改造工艺受限,该问题一时成为制约涪陵页岩气田钻井生产和质量的一大“瓶颈”。为此,从生产套管设计、施工、治理3个方面进行了防漏堵漏技术措施研究,并取得一些进展,较好地满足了页岩气高效开发的需要。本文介绍了涪陵页岩气一期产建套管防漏堵漏对策与实践成果,为国内类似页岩气区块的开发提供借鉴和参考。

关键词:水平井;高压气井;生产套管;气密封;特殊螺纹;堵漏;涪陵页岩气田

中图分类号:P634.8;TE28 **文献标识码:**B **文章编号:**1672-7428(2016)07-0037-05

Technical Countermeasures and Practice of Leakage Proof and Plugging by Production Casing in Fuling Shale Gas Field/ZHAO Ming-kun¹, SHU Man², LI Yong-cheng¹, CHEN Xiao-long¹, LIU Chao¹ (1. The Exploration and Production of Shale Gas Chongqing Fuling, SINOPEC, Fuling Chongqing 408014, China; 2. Yangtze University Hubei Cooperative Innovation Center of Unconventional Oil and Gas, Wuhan Hubei 430100, China)

Abstract: Before the operation of shale gas production well, large-scale should be carried out, the production casing must be able to bear the construction pressure of ≥ 90 MPa. In 2013, unsteady pressure happened in 2 wells of testing well group in Fuling working area, which resulted in the subsection fracturing technology being confined in long horizontal for reservoir reconstruction, this problem sometimes became the bottleneck that restricted Fuling shale gas drilling production and quality. Therefore, the technical measures of leakage proof and plugging were studied in production casing design, construction and treatment with some progress to meet the requirement of efficient shale gas development. This paper introduces the countermeasures and practice achievements in leakage proof and plugging of casing in the first phase of Fuling shale gas, which provides the reference for the development of similar shale gas block in China.

Key words: horizontal well; high pressure gas well; production casing; gas seal; special thread; plugging; Fuling shale gas field

涪陵页岩气田是我国第一个进入商业化运营的国家级页岩气示范区,地处重庆市涪陵区,西、北临长江,南跨乌江,东到矿权边界,属山地—丘陵地貌,地面海拔300~1000 m;构造位置处于川东高陡褶皱带万县复向斜焦石坝构造带。页岩品质优、分布广、厚度大、丰度高、埋深适中,为典型的优质海相页岩气。2013年启动5亿m³/年产能试验井组方案建设,总体而言,钻井工程在井身质量、井眼轨迹、钻井液、保护油气层、固井质量等主要工程指标均合格,但相继出现焦页5-1HF井、焦页5-2HF井生产套管稳不住压现象,后期的储层长水平段分段压裂工艺受限,影响储层改造效果和产能。2013年9月,在论证、编制、启动涪陵页岩气一期产建方案时,开展了生产套管的设计、施工、治理3个方面的防漏堵漏技术措施研究,

至2015年5月底,继试验井组后,又完井页岩气水平井164口,交试气工程128口,127口井一次试压合格,1口井试压不合格但治理后试压合格,试压合格率100%,试气最高施工压力98.0 MPa,最高破裂压力88.4 MPa,满足页岩气高效开发需要。

1 页岩气田生产套管防漏堵漏技术难点

页岩气生产井投产前,都要进行大规模分段压裂。由于页岩气井开发工艺的特殊性和复杂性,生产套管必须能承受不低于90 MPa的施工压力。套管设计、供货运输、现场连接等环节稍有不慎,都容易造成套管丝扣密封不严。通过试验井组地质资料、钻井资料、试气资料及焦页5-1HF井与5-2HF井查套找漏及治理情况分析,总结出套管防漏堵漏技术难点。

收稿日期:2016-05-27

作者简介:赵明琨,男,汉族,1971年生,高级工程师,钻井工程专业,硕士,从事深井、超深井、页岩气井钻井技术等工作,重庆市涪陵区焦石镇, zangyb. sripe@ sinopec. com。

1.1 生产套管选材、选型需满足多方需求

(1) 页岩气开发采用大规模水力加砂压裂改造措施,井口施工压力高达 90 MPa,生产套管应具有 90 MPa 的水密封性能,内屈服强度压力 > 115 MPa。

(2) 水平段射孔、压裂可能对套管产生冲击变形,水平段套管应具有较高的抗挤毁强度。

(3) 页岩气生产井初期井口压力高达 35 MPa,生产套管接箍应具有较好的长期气密封性能。

1.2 套管串连接施工要求高

(1) 套管串每一段处于不同的地层环境,套管串连接时不同部位受轴向拉应力不同,固井和生产时不同部位内压、外挤力也不同,施工操作中合适的预紧压力标定难度大。

(2) 套管串连接时螺纹加工“过盈量”与预紧压力匹配标定难度大,“过盈量”与预紧压力产生接触应力使公、母密封面产生弹性变形的密封性能得不到保障。

(3) 受投资、设备、技术队伍综合影响,套管串连接时全面普及气密封检测难度大。

1.3 固井质量要求高

(1) 水平段多级分段压裂,硬脆性水泥石形变能力差、止裂能力差、抗拉强度低,水泥环易失去层间分隔和对套管的保护作用。

(2) 水平段长达 1500 m,套管与井壁间摩阻大,下入困难;偏心严重,居中困难。

(3) 水平段应用油基钻井液,井壁易形成油膜,油膜清洗转化成水润湿难度大,固井质量得不到保障。

(4) 水平段页岩气活跃,易气窜,水泥浆体系防气窜要求高。

(5) 部分井水平井段有低压漏点,固井水泥浆密度高达 $1.85 \sim 1.90 \text{ g/cm}^3$,易井漏,水泥返高得不到保障。

1.4 后期治理工艺难度大

(1) 解决油水井套管漏失问题主要采用无机凝胶材料或热固性树脂堵漏的化学方法,但现有的化学堵剂在漏失段难驻留、与套管和地层胶结强度低,因而堵漏成功率不高且有效期很短。焦页 5-1HF 井、5-2HF 井试压不合格,原因分析不明,更换过井口,挤注过环氧树脂,改进过悬挂器,但治理无效果。

(2) 国内未开展套管承压堵漏技术研究,更无合适堵漏材料可选。

(3) 调研国外生产套管气密封堵漏治理技术,费用高且不承诺结果。

2 页岩气井生产套管防漏堵漏主要技术对策

坚持防漏为主、堵漏为辅、防堵结合的方针。以井身结构设计的理论和方法,指导涪陵页岩气田套管的选材与套管柱设计,优选出适应页岩气井标准的套管柱。生产套管固井采用韧性防乳防气窜水泥浆体系,开发高效前置液体系,规范套管连接与下入,辅以套管柱密封性能与承载的压力检测,保证下入井内的套管丝扣气密封性合格。开展柔性化学堵漏技术研究,通过处理剂、支撑剂、增强剂的筛选和开发,总结出一套适合于涪陵地区的微孔套管承压堵漏技术。

2.1 开发生产套管

套管柱设计优先考虑国产套管、具有气密封性能 90 MPa 的水密封性能、内屈服强度压力 > 115 MPa。通过对比不同尺寸和材质的生产套管(见表 1),与天钢合作开发涪陵地区页岩气开发的特殊气密封套管:外径 139.7 mm、壁厚 12.34 mm、TP110/TP110T、TP-CQ(FL) 作为生产套管,套管柱组合设计兼顾成本与指标;水平段应用 TP110T(与技术套管重复 200 m) + 定向段与直井段应用 TP110 的组合。

表 1 不同尺寸和材质的生产套管性能数据对比表

外径 / mm	钢级	壁厚 / mm	扣型	每米质量 / kg	内径 / mm	抗拉强度 / kN	抗挤强度 / MPa	抗内压强度 / MPa
139.7	TP110T	10.54	TP-CQ	34.23	118.62	3243	100.2	100.2
139.7	TP125T	10.54	TP-CQ	34.23	118.62	3688	110.7	113.7
139.7	TP110	12.34	TP-CQ(FL)	38.76	115.02	3332	122.2	117.3
139.7	TP110T	12.34	TP-CQ(FL)	38.76	115.02	3332	131.0	117.3
139.7	TP125T	12.34	TP-CQ(FL)	38.76	115.02	4256	143.0	133.2

套管抗挤按完全掏空计算;水平段抗拉按附加 500 kN 摩阻计算,生产套管按最高 92 MPa 施工压力计算内压力,井深 5000 m,水平段 1500 m 的典型井套管强度校核数据如表 2 所示,可以看出,该套管柱组合完全满足安全生产需要。

2.2 全过程规范套管串连接

2.2.1 套管准备

按设计要求送井并经套管厂各道工序检查合格。套管在运送、装卸过程中严禁碰撞,护丝齐全上紧,排放整齐。套管及配件、工具等送井前认真检查,主要检查项目:钢级、壁厚、管体、螺纹外观、弯曲度、椭圆度、通径、丈量、丝扣清洗等,不合格套管严禁下井。丈量套管长度准确到毫米,工程、地质两对口,按下井顺序编号,备用和不合格的套管画上明显记号与下井套管分开排放。

表 2 典型井套管强度校核数据表

井段/m	规范		钢级	壁厚/ mm	每米质量/ kg	段重/ t	累重/ t	安全系数		
	尺寸/mm	扣型						抗挤	抗内压	抗拉
0~3000	139.7	TP-CQ(FL)	P110	12.34	38.76	116.28	193.41	2.74	1.18	2.10
3000~4990	139.7	TP-CQ(FL)	TP110T	12.34	38.76	77.13	77.13	2.73	1.20	5.28

2.2.2 套管串连接作业

按下入次序对套管进行编号、记录。套管及配件、工具上钻台时要戴好护丝,严禁碰撞,并用标准通径规进行二次通径。球座以下的套管及配件,用强力粘合剂进行粘接且用销钉铆接。严格按 TP-CQ 和 API 扣的要求进行清洗、检查,保证上扣前涂抹丝扣密封脂时丝扣绝对干净。套管上扣时采用套管液压大钳,按 API 规定的最佳扭矩上扣。严格控制套管下放速度,一般不超过 0.5 m/s。下套管过程中应尽可能减少中途停顿,缩短套管在井下静止时间。下套管操作要平稳,严禁猛刹、猛放。下套管

过程中,应有专人观察、计量、监控,及时发现溢流、井漏,发现异常按井控的规程、标准进行处理。

2.2.3 气密封检测

作业井平台上,2 根套管完成丝扣连接后,双封检测工具在管体内丝扣上下定位、坐封建立密封空间,往其中注入高压氦气,在丝扣外用高灵敏度探测仪探头检测氦气分子单位时间内的泄漏量,0.7 s 达 10~7 bar·mL/s 的氦气引起报警,说明丝扣密封不合格,不合格时套管重新连接或更换套管连接再测试直至合格。气密封检测工艺见图 1。

2.3 改进固井工艺

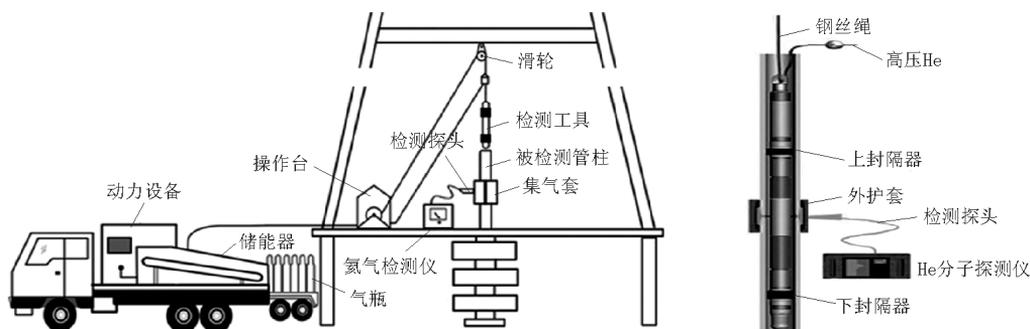


图 1 气密封检测工艺示意图

设计专用的油基钻井液泥饼专用清洗液,采用大容量的清洗液、冲洗液和隔离液设计方案,提高固井作业的壁面清理和顶替置换效果,泥饼清洗率达 90% 以上。设计套管串居中方案,水平井段每根套管加一个扶正器,采用弹性双弓扶正器和刚性树脂旋流扶正器交替安放;采用漂浮技术,水泥浆顶替作业期间,采用低密度顶替液实现漂浮顶替,来改善顶替效率,提高居中度和固井质量。设计低失水无自由液、

高抗窜能力的韧性纤维胶乳水泥浆,采用 MX 增强防窜剂提高水泥石的抗压强度协调改善水泥石的抗冲击强度;采用纤维来提高水泥浆的漏失控制能力和水泥石的韧性,协调增加水泥石的强度;采用低温早强材料提高水泥石低温强度;采用具有晶格膨胀效果的膨胀剂弥补水泥石的收缩。设计水平段漏失的专用低密度水泥浆体系,将水泥浆首浆采用低密度水泥浆,进一步改进水泥浆的漏失控制效果(见表 3)。

表 3 低密度水泥浆体系性能要求

项目	密度/ ($g \cdot cm^{-3}$)	流动性/ cm	初始稠度 (Bc)	失水量/[$mL \cdot (7MPa \cdot 30min)^{-1}$]	48 h 抗压强度/ MPa	40 Bc 稠化时间/ min	(40~100 Bc) 稠化 时间/min	流性指数 n	稠度系数 k
领浆	1.33~1.40	22~23	≤ 20	≤ 150	≥ 12	260~330	≤ 30	> 0.7	< 0.4
尾浆	1.85~1.90	21~22	≤ 25	≤ 50	≥ 14	180~240	≤ 20	> 0.5	< 0.5

2.4 套管治理攻关

加强气密封堵漏治理工艺研究与应用具有重要意义。鉴于焦页 5-1HF 井、5-2HF 井治理失败教训,开展了柔性化学堵漏技术研究。

2.4.1 作用机理

该技术主要作用机理是在堵漏剂进入缝隙后在压差作用下,堵漏剂在结构域形成剂的作用下,挤出堵漏剂中的水分子,堵漏剂很快形成具有高强度的

立体网状结构,但仍具流动性。随着柔性化学堵剂的不间断挤入,充填了立体网状结构的空隙,随着挤注压力不断提升,漏失点得以封堵。

2.4.2 支撑剂的筛选

配制一定量的0.5%稳定剂ZNA溶液,向其中加入2%稳定剂FSJ,搅拌使其溶解,待其溶解完全后,向其中加入4%支撑剂,在3000 r/min下搅拌1 h,然后静置观察其稳定性,筛选出了性能最优的支撑剂HYZ。实验结果见表4。

表4 支撑剂筛选表

支撑剂	状态	备注
HYZ	流动状态很好,而且很稳定,未分层	放置1周状态良好
HYZ-1	静置1 h后开始出现分层现象	分层后底部流动困难
HYZ-2	静置3 h后开始出现分层现象	分层后底部流动困难

2.4.3 稳定剂的筛选

向一定量的0.5%的稳定剂溶液中加入4%的HYZ,在3000 r/min下搅拌1 h,然后静置观察其状态,筛选出了性能最优的稳定剂ZNA。实验结果见表5。

表5 稳定剂的选择表

稳定剂	状态	备注
ZNA	静置1 d后,产生分层现象	沉淀上部流动状态很好
ZNA-1	静置2 h后开始出现分层现象	下部无法流动
ZNA-2	静置30 min后开始出现分层现象	下部无法流动
ZNA-3	静置4 h后开始出现分层现象	下部无法流动

2.4.4 增强剂的筛选

稳定剂ZNA、稳定剂ZNA和支撑剂HYZ配制成混合溶液PROP,向PROP溶液中加入6%的增强剂,搅拌,使其分散均匀,将配制好的溶液放置在50℃水浴锅中,恒温条件下,观察溶液变化状态,筛选出了性能最优的增强剂GHA,形成的支撑剂颗粒分布均匀,不沉降,不粘壁,而且在溶液中可以自由流动。实验结果见表6。

2.4.5 堵漏剂体系

通过以上一系列实验,在室内形成了堵漏剂体系,

表6 增强剂的选择表

增强剂	状态	备注
GHA	未分层,不粘壁,底部没有颗粒沉淀,用手可感觉到颗粒感,可自由流动	18 h后观察
GHA-1	分层,上部水层,颗粒大部分沉在底部,壁上粘有一部分	18 h后观察
GHA-2	颗粒聚结在一起,形成一块一块的状态	18 h后观察
GHA-3	未分层,但是杯壁上粘有颗粒	18 h后观察
GHA-4	没有颗粒感	18 h后观察
GHA-5	未分层,不粘壁,表面浮有一层白色,用手可感觉到颗粒感	18 h后观察

该体系由PROP溶液和增强剂GHA组成,在PROP溶液中加入一定量的GHA,在一定温度下恒温,PROP溶液中就会形成一些均匀分布的小颗粒,这些小颗粒在PROP溶液中可以自由流动,且不会影响PROP溶液的流动性,同时这些小颗粒具有一定的抗压强度,可以承受一定的压力。堵漏时通过一定压力将堵漏体系挤入到漏层并充填到漏层,形成高强度架桥,随着时间的推移,架桥承压强度提高达到封固效果。

3 页岩气田生产套管防漏堵漏技术现场应用

3.1 应用情况

涪陵页岩气田一期产建生产套管防漏堵漏技术研究坚持以防漏为主、堵漏为辅、防堵结合的方针,从设计、施工、治理3个方面同时展开,防漏堵漏技术得到迅速发展和应用,满足了页岩气示范区产能建设需要。截至2015年5月底,继试验井组后,又完井页岩气水平井164口,交试气工程128口,127口井一次性试压90 MPa稳压不降,合格率达99.21%;1口井(焦页14-1HF井)试压至70 MPa,30 min压力下降5 MPa,经柔性化学堵漏后,试压90.6 MPa,12 min压降至90.4 MPa,试压合格(见表7)。试气压裂128口,成功128口,成功率100%,试气最高施工压力98.0 MPa,最高破裂压力88.4 MPa,全部满足大规模水力加砂压裂改造措施。

表7 一期产建生产套管试压统计表

钻井工程		交试气工程										
程完井		一次性试压合格					治理后试压合格					
井数/口	数/口	井数/口	最高试压/MPa	稳压时间/min	压降/MPa	井数/口	治理前最高试压/MPa	治理前稳压时间/min	治理前压降/MPa	治理后最高试压/MPa	治理后稳压时间/min	治理后压降/MPa
164	128	127	89~95	30	0.2~0.5	1	70	30	5	90.6	30	0.2

焦页14-1HF井完钻井深4290 m,Ø139.7 mm技术套管×4280.77 m,完井后2014年6月9日套

管试压30.2 MPa,稳压30 min,压降0.3 MPa,试压合格;2014年9月20日焦页14号平台交试气工程,

焦页14-1HF井打压至70 MPa,30 min压降至65 MPa,压力稳不住,试压不合格。找漏确定双悬挂器、双公短节、上部3根套管连接处40 m范围内有漏。2014年9月29日开展柔性化学堵漏,注入堵漏剂 1.4 m^3 ,憋压46 MPa观察。2014年10月1日试压90.6 MPa,12 min压降至0.2 MPa,试压合格。

3.2 柔性化学堵漏现场施工工艺

3.2.1 漏点判断

第一步井口打压至20 MPa时技套压力开始上升,由0 MPa逐渐上升至20 MPa和油套压力同步。井口泄压时技术套管压力同步下降,5 min由5 MPa降为0 MPa,判断不是井口漏,而是套管漏。第二步井口压裂车注入 0.7 m^3 红色清水(试踪剂),压力上升至42 MPa,观察技术套管压力18 min后开始起压,起压速度很快,上升至35 MPa后不变;泄压放水排量 1.73 L/min ;继续打压至50 MPa,放水排量略有增加 5.5 L/min ,放水100 L后就有红色水出现,关闭技术套管压力表下游闸门,观察技术套管压力,当时油套压力49.2 MPa,155 s后技术套管开始起压,此时油套压力47.6 MPa,起压速度较快,19 min后技套压力上涨趋于平缓,压力38 MPa,油套压力降至45.3 MPa,继续观察5 min后,油套压力44.6 MPa,技术套管压力39 MPa趋于稳定,计算漏失点在40 m范围内,即双悬挂器、双公短节、上部3根套管连接处存在漏点。

3.2.2 堵漏施工

第一步套管环空以及管内都要保持敞开状态,将小油管下放至井下110 m位置,开始注入 0.6 m^3 稠塞。第二步打完稠塞将油管上提至50 m位置,静置20 min后,开始注入柔性化学堵漏堵漏剂 0.6 m^3 ,排量控制在 $0.1\text{ m}^3/\text{min}$ 。第三步起油管,关闭环空,自二级套管头憋压,20 min后,提出油管,关闭油层套管,连接高压管线,先加压至5 MPa,停泵稳压10 min,观察环空压力变化;待套管压力稳定10 min后,将油层套管压力加至15 MPa,如此循环施工,直至油层套管压力加至50 MPa,稳压30 min。第四步油层套管压力加至90 MPa,稳压30 min,观察环空压力变化,0.5 h压降0.5 MPa内承压合格。第五步缓慢释放压力,5 min内将压力降至80 MPa;套管压力保持80 MPa 30 min后,将压力降至70 MPa,稳压并定时观察套管压力变化,并及时给套管补充压力保持套管压力70 MPa;套管憋压70 MPa候凝48 h。第六步待48 h候凝时间结束,用1 h时

间缓慢释放套管压力至0 MPa;套管重新充满清水后关闭井口和环空,连接增压管线,开始给套管增压,按5、10、15、20、...、90 MPa秩序逐步加压,每阶段加压时间控制在10 min左右,最后压力加至90 MPa 0.5 h压降在0.2 MPa。

4 结论与认识

(1)涪陵页岩气一期产建生产套管防漏堵漏技术以防漏为主、堵漏为辅、防堵结合的方针,从设计、施工、治理3个方面同时展开,防漏堵漏技术得到迅速发展和应用,128口井90 MPa试压合格率100%,满足了页岩气示范区产能建设需要。

(2)涪陵页岩气生产套管选材、选型主要评选指标为气密封性能和内屈服强度,开发的非典型气密封套管及套管柱组合设计,满足了页岩气开发工艺需要。

(3)规范的套管串连接施工及气密封检测,保障了一次性试压90 MPa合格率达99.21%,但围绕套管连接的标准规范、专业施工队伍、专业工具、专业检测手段仍需完善。

(4)长水平段水平井油基钻井液固井工艺改进及固井质量提高,保障了页岩气井生产套管全掏空生产时的抗挤毁安全系数。

(5)柔性化学堵漏技术较好地应用于页岩气生产套管堵漏治理,工艺简单,井筒安全,建议推广应用。

参考文献:

- [1] 王志刚,孙键.涪陵页岩气田试验井组开发实践与认识[M].北京:中国石化出版社,2014.
- [2] 牛新朋.涪陵页岩气田钻井技术难点及对策[J].石油钻探技术,2014,42(4):1-6.
- [3] 周贤海.涪陵焦石坝区块页岩气水平井钻井完井技术[J].石油钻探技术,2013,41(5):26-30.
- [4] 曾义金.页岩气开发的地质与工程一体化技术[J].石油钻探技术,2014,42(1):1-6.
- [5] 王显光,李雄,林永学.页岩水平井用高性能油基钻井液研究与应用[J].石油钻探技术,2013,41(2):17-22.
- [6] 刘伟,陶谦,丁士东.页岩气水平井固井技术难点分析与对策[J].石油钻采工艺,2012,34(3):40-43.
- [7] 石晓兵,陈平,聂荣国,等.高压对气井套管接头螺纹接触应力的影响研究[J].石油机械,2006,34(6):32-34.
- [8] 杨金华,田洪亮,郭晓霞,等.美国页岩气水平井钻井提速提效案例与启示[J].石油科技论坛,2013,32(6):44-48.
- [9] 郭旭升,郭彤楼,魏志红,等.中国南方页岩气勘探评价的几点思考[J].中国工程科学,2012,14(6):101-105.
- [10] 臧艳彬,白彬珍,李新芝,等.四川盆地及周缘页岩气水平井钻井面临的挑战与技术对策[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2014,41(5):20-24.