

高温高压含硫气井试油井筒安全风险识别与控制

张娟¹ 戴强¹ 张尧²

1. 中国石油川庆钻探工程公司钻采工程技术研究院 2. 中国石油川庆钻探工程公司土库曼分公司

张娟等. 高温高压含硫气井试油井筒安全风险识别与控制. 天然气工业, 2015, 35(1): 120-125.

摘 要 高温高压含硫气井试油过程中工况变化频繁, 作业期间由于井筒温度、压力剧烈变化导致的生产套管损坏、油管弯曲变形, 封隔器窜漏等井下复杂情况时有发生, 存在极大的安全风险。为此, 在对高温高压含硫气井试油特点分析基础上, 以“因子”分析方法为手段, 分析试油井筒安全风险点, 并将井筒风险类型初步分为: 先源型风险和后源型风险。进而探讨了试油重点工况和高风险点的安全控制措施: 作业前, 先对井筒内的生产套管、油管、井下工具等强度及其所适宜环境进行安全风险识别与综合评价, 再根据评价结果及作业要求来优化试油方案、优选器材和设备; 作业中把优化评价结果用于控制施工作业程序及不同工况操作的工艺参数。现场实际应用的效果表明, 该方法能够较好地指导试油井筒风险的辨析, 及时削减或是消除潜在的安全隐患, 确保试油期间井筒安全。同时指出, 应根据目标区块试油工艺和井下工具的变化, 开展更细致、深入的分析, 以便制订更具针对性的措施。

关键词 四川盆地 高温高压 含硫化氢 气井 试油 井筒安全 先源型风险 后源型风险 安全控制措施

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2015.01.017

Identification and control of wellbore safety risks during the well testing of HPHT sulfur gas wells

Zhang Juan¹, Dai Qiang¹, Zhang Yao²

(1. Drilling and Production Technology Research Institute, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Guanghan, Sichuan 618300, China; 2. Turkmenistan Branch of CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610000, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 35, ISSUE 1, pp.120-125, 1/25/2015. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Working conditions are changing so frequently in a HPHT gas well during testing. With wellbore temperature and pressure varying sharply, downhole accidents occur frequently such as production casing injury, tubing bending deformation, and packer leaking. In this case, based on an analysis of the well testing characteristics of HPHT gas wells, we adopted the factor analysis method to analyze the wellbore safety risk points and divided them into pre-risk and post-risk types. Then, we discussed the major working conditions of well testing and put forward control measures for high risk points. Safety risk identification and an overall evaluation were made on the strength and optimum temperatures of production casings, oil tubings, downhole tools, etc. before the well testing, which was applied to optimize well testing schemes, devices and equipments. On this basis, the working procedures and technical parameters in different working conditions were monitored and controlled in the well testing. Field practices demonstrated that this method is feasible and practical for the identification and control of wellbore risks in well testing and much deeper and more detailed analysis should be done according to the different conditions of well testing and the changes of downhole tools, thereby to make the specific countermeasures.

Keywords: Sichuan Basin; High temperature and high pressure; H₂S; Gas well; Test oil; Shaft safety; Safety control measure

作者简介: 张娟, 女, 1968 年生, 高级工程师; 主要从事试油完井设计与研究工作。地址: (618300) 四川省广汉市中山大道南二段 88 号。电话: (0838) 5152266, 13678385767。E-mail: zhangju_sc@cnpc.com.cn

目前国内天然气勘探开发进入了新的阶段,常规易开采的天然气资源大部分已经探明并投入开采。然而,经济的繁荣导致市场对天然气资源的需求量一直处于快速增长的态势,所以一些存在较高开采难度的天然气资源的勘探与开发就显得更加迫切^[1-4]。高温高压含硫储层天然气一直是天然气资源勘探与开发中的“硬骨头”,其难度表现在勘探和开发中如何确保安全的实现高效作业。作为天然气勘探工作中的重要环节,试油作业因涉及作业种类繁多、作业工况变换频繁,处于地层流体控制与发掘的交叉区域,具有极高的安全风险。从工程角度而言,试油期间井筒安全不仅关系到储层天然气产能的勘探结果,更事关气井存与废的问题,故加强高温高压含硫气井试油期间井筒安全风险识别和控制也显得尤为必要。

1 高温高压含硫气井试油特点

高温高压含硫气井特点由目标储层特征、井筒特征决定。前者是储层本身具有,后者是由钻井、固井等前期作业期间形成。川渝地区高温高压含硫深部储层埋藏深(超过 5 000 m)、温度高(地层温度超过 150 ℃)、压力高(地层压力超过 70 MPa),并含硫化氢气体^[5];有的地区目的层岩石物理性质特殊。而井筒特征,与井身结构、生产套管强度、固井质量优劣等有关。

试油作业本身具有安全风险控制难度大、作业步骤多、工序转换快、需要兼顾地层流体发现和安全控制等特点。高温高压含硫气井试油,难度更大,安全风险更加突出,其主要特点表现如下^[6-8]。

1.1 温度

储层温度高,井底温度为 140~160 ℃,最高可达 180 ℃,同时由于试油期间作业种类多,转换快,故在相对较短的作业时间内井筒温度呈现变化频繁、剧烈的特点。井筒内替液、循环洗井、储层改造、排液测试、压井等作业,都会导致井筒内温度大幅变化。尤其是储层改造和排液测试两个重点作业工序,温度变化尤为明显。例如,改造时井底温度可在短时间内降低 110 ℃,而测试时井口温度可迅速升高近 100 ℃。

1.2 压力

高压有两种情况:①试油层地层压力高,此类井地层压力往往高于 70 MPa,最高的甚至达到 130 MPa;②试油层岩石破裂压力高,为对储层实施有效改造,施工压力一般高达 110~125 MPa。高压气井试油,对生产套管强度、油管强度、井下工具和井口压力等级都提

出了较高要求。

1.3 固井质量

高温高压气井封固高压层段的油层套管,包括 $\varnothing 177.8$ mm 悬挂套管和 $\varnothing 127.0$ mm 悬挂尾管,固井质量难以保证,试油前尾管悬挂器或者人工井底窜漏导致井筒起压。这不仅给试油作业带来极大的安全风险,同时也限制了部分试油工艺的应用。

1.4 井身结构

因钻遇地层压力差异大、岩性复杂等因素,故往往采用小尺寸井眼完井,如生产套管内径最小仅 97 mm,极大地限制了井下作业工具的选择;尾管悬挂器距离试油井段较远时,若封隔器在尾管内坐封,则复合管柱中位于尾管悬挂器以上的油管变径处受力情况恶劣,若封隔器在尾管悬挂器以上坐封,则封隔器远离试油井段,后续压井等作业难度和安全风险增大。

1.5 井下工具和管柱

试油目的层埋藏深,井筒温度高、压力高,导致试油期间作业管柱和井下工具受力情况复杂,同时试油期间工况变化频繁,交变应力作用进一步增大了测试封隔器、射孔器材、伸缩短节、安全短节等井下工具和油管的安全风险。

2 井筒安全风险识别

在对高温高压含硫气井试油特点分析的基础上,结合试油工艺和以往作业井的实践经验,运用“因子”分析方法对该类气井试油井筒安全风险点进行分析、归类。“因子”分析方法的原理是对事件的原因进行梳理、辨识,并寻找不同事件的相同“因子”,再制订相应对策,值得注意的是,“因子”本身也是可以再分解为多个“次级因子”。

高温高压含硫气井试油井筒安全风险大致可以分为两类,先源性风险和后源性风险。先源性风险主要指钻井、固井完成后作业前即存在的安全风险;后源性风险是指在试油过程中因作业出现的安全风险。

2.1 井筒先源性风险

井筒先源性风险包括因生产套管固井质量差导致的井筒起压、作业前套管变形等安全风险。这类井筒安全风险在试油作业前即暴露出来,通过调整试油工艺可以消除或者削弱此类风险,当然也可能因为风险难以消除而弃井。

2.2 井筒后源性风险

井筒安全风险主要以后源性风险为主。这类风险

通常在作业期间才暴露出来,但在作业前可经过井筒安全评价分析发现并制定相应措施来规避、消除或是削弱。

2.2.1 生产套管损坏

生产套管损坏对井筒安全的威胁最为严重,一旦损坏即意味着天然气在地下失控,处理难度和风险极大。造成生产套管损坏的原因有多种^[9-10]:①生产套管磨损后强度下降;②改造时封隔器窜漏施工高压作用在低强度套管上或井底压力超过套管强度导致套管压坏;③排液测试期间井内压力过低导致套管挤坏;④膏盐层蠕变导致套管挤坏;⑤套管回接筒损坏加剧井筒窜漏等。

2.2.2 油管损坏

油管安全风险集中在以下情形^[11-12]:①油管柱上提吨位过高致使油管断裂;②储层改造、测试期间压力控制不当造成的油管挤坏、压坏和弯曲变形;③产出流体含酸性腐蚀气体,非抗硫油管被腐蚀后易发生氢脆断裂。

2.2.3 封隔器窜漏

封隔器窜漏导致其坐封位置以上生产套管承受高压或是接触酸性腐蚀气体,严重威胁井筒安全,也增大了井控风险。导致封隔器窜漏的原因较多^[10]:下封隔器时胶筒损伤,封隔器选型不当导致作业时损坏,作业中控制不当致封隔器解封,井下高温高压环境停留时间过长导致封隔器失效等等。

2.2.4 井下工具损坏

除封隔器以外,试油管柱上还带有循环阀、安全阀、安全短节、伸缩短节等井下工具。这些井下工具作为作业管柱的一部分,一旦损坏将破坏整个管柱的完整性,严重威胁井筒安全。因此其强度、工作压力(差)、工作温度、抗腐蚀性能等指标尤其值得注意。

2.2.5 管柱匹配性差

这里的匹配性包括油管柱与生产套管的匹配性,油管与井下工具的匹配性:油管外径过大,不仅下入尾管困难,而且容易出现阻卡,造成井下复杂;油管与井下工具内径差异过大,变径处受节流冲蚀作用影响容易出现损坏;在增产改造、测试等工况条件下,复合油管变径处的受力情况也较为恶劣。

由于井筒条件和作业条件的差异,试油期间井筒安全风险并不仅仅局限于以上几种风险,在试油作业前还需要根据单井实际情况进行综合分析,尽可能全面地识别和梳理存在的井筒安全风险,以便制订相应措施。

3 井筒安全评价与风险控制

根据井筒实际情况和施工作业条件进行安全风险综合评价,再制订控制措施来削减或是消除井筒安全风险,确保作业期间井筒安全。

3.1 生产套管

试油前应对生产套管现状进行综合评价,同时也应立足于危险工况条件,例如储层改造、排液测试、压井等作业,通过校核确定一定作业条件下的套管强度是否满足作业安全要求。对于斜井以及经过长时间起下作业的井,应根据其磨损程度计算套管剩余强度,再评价其剩余强度能否满足试油作业需要。

削减或消除生产套管安全风险,需结合其现状和工况条件下计算结果,制订合理措施。例如,在储层改造期间,应根据生产套管抗内压能力合理控制井口施工泵压;排液测试期间,根据生产套管强度校核结果控制井筒掏空深度和井口回压;压井期间根据压井液密度调整安全控制压力范围。

3.2 油管

需要结合储层改造、排液测试等危险工况期间,对压力、温度的变化致使油管受到的作用力及变形情况是否安全、合理进行分析评价。

据评价结果,优化试油管柱结构、明确储层改造施工压力控制范围以及封隔器坐封需要施加的初始压重,并且通过井口压力的合理控制以削减油管安全风险。

3.3 井下工具

3.3.1 封隔器

需要结合储层改造、排液测试等工序对封隔器密封性能进行计算校核,并根据校核结果调整施工泵压、平衡套压、坐封机械封隔器时的管柱压重。

同时对封隔器外径与生产套管的匹配性、封隔器内径与油管柱的匹配性进行检查校验,确保封隔器入井、坐封安全可靠,不成为整个管柱的“瓶颈”;对于异常高温井,需要优选封隔器胶筒材质和根据温度沿井筒分布情况优选坐封位置,防止因封隔器胶筒碳化导致密封失效。

3.3.2 循环阀、安全阀等阀组

根据储层改造、测试等作业条件优选循环阀、安全阀等阀组的压力等级和材质,同时应考虑不同功能阀组的工作压力阶梯,避免不同功能阀组同时启动;另外应考虑阀组内径对于整个管柱通径的影响,尽可能减

小功能阀组对管柱通径的制约;鉴于在高密度压井液中功能阀组存在失效可能,故在管柱结构和安全预案中应考虑阀组失效后的应急预案和处理措施。

3.3.3 伸缩短节

对于伸缩短节的应用要根据管柱安全控制需要确定,伸缩短节材质、长度和压力等级应满足井况和施工条件,并且在地面上设置好伸缩短节初始状态以有效补偿试油管柱的变形,安放位置应满足的基本原则是“管柱伸长或缩短时伸缩短节能缩短或伸长”。

3.3.4 射孔器材

超深高温高压气井要求射孔器材耐高温、耐高压,具体而言射孔枪在井下高压条件下不变形,射孔弹在井下高温环境中能够在作业周期内正常起爆,不会提前引爆和失效。要实现该目标,一是需要优化选择射孔弹的药型和弹型,二是提高射孔枪强度。

除几种主要井下工具以外,试油管柱上还带有安全接头、变扣短节、滑套等多种井下工具。这些井下工具需要考虑其强度能否满足不同工况的要求,其材质是否具有抗酸性腐蚀气体的能力,在作业时能否实现其功能。

4 应用井例

以四川盆地某构造的 HX-1 井为例。该井完钻井深 5 460 m,试油目的层 5 200~5 220 m,目的层地层压力 62 MPa,地层温度为 149 ℃,地温梯度 2.53 ℃/100 m;井身结构为 $\varnothing 177.8\text{ mm}\times 4\,930\text{ m}+\varnothing 127.0\text{ mm}\times (4\,708\sim 5\,455\text{ m})$,试油工艺为射孔—酸化—测试三联作;储层改造的最高施工泵压预计 120 MPa,排量 5~6 m³/min;试油管柱为油管挂+ $\varnothing 114.3\text{ mm}$ 油管+伸缩短节+ $\varnothing 114.3\text{ mm}$ 油管+ $\varnothing 73.0\text{ mm}$ 油管+OMNI 阀+RTTS 封隔器+ $\varnothing 73.0\text{ mm}$ 油管+射孔枪的复合油管封隔器管柱,RTTS 封隔器坐封位置 5 120 m。

4.1 风险评估与控制

针对该井井况,结合工况作业参数,对作业中安全风险较高的生产套管、试油管柱和井下工具进行评价

分析,并根据评价结果优化、调整控制施工作业参数,保证安全试油。

4.1.1 生产套管

根据实钻资料可知 $\varnothing 177.8\text{ mm}$ 套管和 $\varnothing 127.0\text{ mm}$ 悬挂尾管的详细情况如表 1。生产套管安全强度校核显示,储层改造时静压条件下生产套管允许最高套压为 64.15 MPa,排液测试时井口压力可以放至 0,关井时纯天然气条件下最高控制套压 64.15 MPa(高于预计的天然气井口最高关井压力 46.58 MPa)。储层改造工况,在给定的施工参数条件下,生产套管抗内压安全系数 1.27(大于标准要求的安全系数 1.25)。

表 1 HX-1 井生产套管基本数据

尺寸/ mm	壁厚/ mm	钢级	扣型	下入深度/ m
177.8	12.65	TP-110TS	偏梯	10.00
177.8	12.65	TP-110TS	TP-CQ	2 600
177.8	12.65	TN-110HS	3SB	3 000
177.8	12.65	TP-110TS	偏梯	3 600
177.8	12.65	TP-140V	BC	4 300
177.8	12.65	TP-140V	TP-CQ	4 930
127.0	10.36	TP-110TS	TP-CQ	5 420

通过校核计算,为确保生产套管安全要求储层改造时井口最高平衡套压控制在 55~60 MPa 范围;排液测试时逐步降低井口回压,最低井口回压可卸至 0。

4.1.2 油管柱

由于产出流体含硫,故选用气密封扣 SS 抗硫油管材质。油管柱轴向载荷校核(表 2)表明复合油管抗拉强度能够满足作业需要。储层改造时的三轴应力分析结果(图 1)表明,在给定施工条件下试油管柱整体而言是安全的,但是顶部油管受力情况相对安全系数低些,这是由于储层改造时顶部油管承受的压差较大。经过计算,油管因“温度效应”缩短 3.455 m,即油管承受的轴向拉伸力为 373.13 kN。

4.1.3 井下工具

储层改造期间,在施加平衡套压后封隔器承受上

表 2 HX-1 井油管轴向载荷强度校核表

油管外径/mm	规格或扣型	壁厚/mm	下入井深/m	钢级	抗拉强度/kN	剩余拉力/kN	抗拉安全系数
114.30	BGT1	8.56	4 600	BG110SS	2 157.39	1 068.66	1.98
73.00	BGT1	5.51	5 220	BG110SS	886.00	835.43	17.52

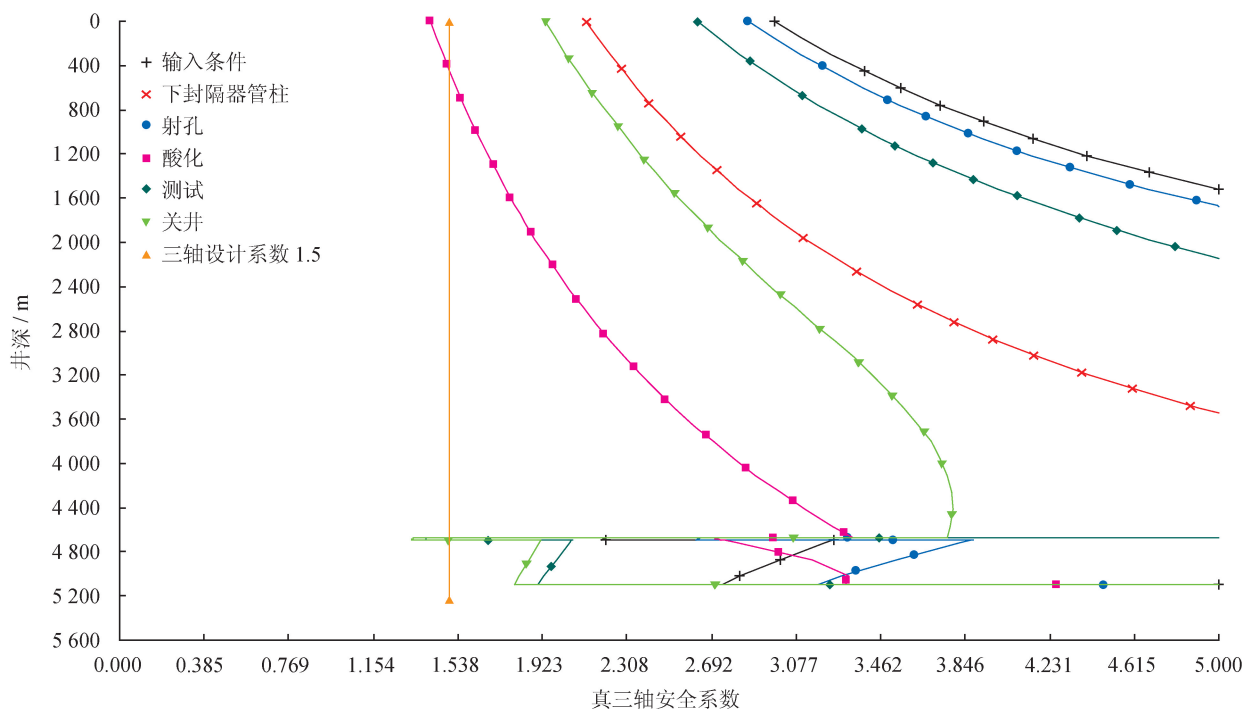


图 1 HX-1 井试油管柱三轴应力安全分析图

下压差最高为 65 MPa, 试油管柱对封隔器的轴向载荷仅 186.3 kN, 排液测试时, 封隔器受到上顶力为 52 kN, 处于封隔器安全范围内, 故坐封 RTTS 封隔器时施加 220 kN 以上初始坐封压重能满足封隔器密封需要。

4.2 施工作业过程

下管柱至井深 5 220 m 后, 加压 240 kN 坐封 RTTS 封隔器, 环空加压 25 MPa 验封合格。

油管内低替酸后, 向油管加压 50 MPa 引爆射孔, 然后提高排量进行酸压施工, 施工期间控制井口施工泵压 52~117 MPa, 平衡套压 35~56 MPa, 排量 3.77~5.13 m³/min。

放喷排液测试, 在油压 34.48 MPa, 套压为 0 时, 采用两条测试管线测试产气量为 100.5×10⁴ m³/d。

关井 5 d, 井口关井油压 41.93 MPa, 安全完成试油施工作业。

5 认识

高温高压含硫化氢气井试油施工作业面临井筒安全风险高, 作业前通过井筒安全风险识别与评价, 对生产套管、油管、井下工具等强度和适宜的环境进行综合分析, 兼顾作业要求来优化试油方案、优选器材和设备, 可以削减或是消除潜在的安全隐患。作业实践表明, 经井筒安全评价和风险控制, 能有效控制高温高压

含硫气井试油作业时井筒安全风险。

需要注意的是, 高温高压含硫气井试油复杂性和难度都远超常规气井, 故该类气井试油井筒安全风险的梳理和分析仍需要在方案制订和作业中不断完善、丰富, 尤其是目标区块、试油工艺和井下工具的变化使得分析结果并非一成不变, 需要进一步对“次级因子”或者“三级因子”进行深入分析, 并明确决定井筒风险的主要因素, 以便提出更具针对性的措施。

参 考 文 献

- [1] 周志斌. 四川盆地天然气供求预测和市场展望[J]. 天然气工业, 2003, 23(5): 120-123.
Zhou Zhibin. Gas Supply-demand prediction and market prospect in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(5): 120-123.
- [2] 张庆. 我国天然气市场发展趋势与战略对策[J]. 当代石油石化, 2010, 18(11): 16-20.
Zhang Qing. Development trends of China's natural gas market and their strategic countermeasures[J]. Petroleum & Petrochemical Today, 2010, 18(11): 16-20.
- [3] 钟红霞, 从荣刚. 天然气需求因素分析: OECD 国家天然气发展的历程及启示[J]. 石家庄经济学院学报, 2013, 36(1): 39-45.
Zhong Hongxia, Cong Ronggang. The analysis on the factors of affecting natural gas demand: Inspiration from OECD countries[J]. Journal of Shijiazhuang University of

- Economics, 2013, 36(1): 39-45.
- [4] 廖子夏. 四川省天然气车用市场发展现状及前景分析[J]. 技术与市场, 2013, 20(5): 327-328.
- Liao Zixia. Status and prospect analysis for market development of vehicle using natural gas in Sichuan province[J]. Technology and Market, 2013, 20(5): 327-328.
- [5] 伍贤柱. 川渝气田深井和超深井钻井技术[J]. 天然气工业, 2008, 28(4): 9-13.
- Wu Xianzhu. Drilling technology in deep and ultradeep gas wells in the Sichuan and Chongqing gas fields[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(4): 9-13.
- [6] 李明文. 川东北地区高温高压含硫天然气深井测试工艺探讨[J]. 油气井测试, 2010, 19(1): 45-49.
- Li Mingwen. Discussion of well testing technique in deep wells in sour gas reservoirs with high hydrogen sulfide, high temperature and high pressure in the area of North-east Sichuan[J]. Well Testing, 2010, 19(1): 45-49.
- [7] 李田福. 高温高压井测试施工经验浅析[J]. 内江科技, 2012, 33(3): 156-157.
- Li Tianfu. Experience analysis of wells testing work with high temperature & high pressure[J]. Nei Jiang Science & Technology, 2012, 33(3): 156-157.
- [8] 龙学, 吴建军, 李晖, 李发全, 陈晓微, 柳德庆. 高温高压含硫气井测试优化设计技术与应用[J]. 油气井测试, 2011, 20(3): 37-40.
- Long Xue, Wu Jianjun, Li Hui, Li Faquan, Chen Xiaowei, Liu Deqing. Optimal design tech of well test in high temperature & pressure gas well containing sulfur and its application[J]. Well Testing, 2011, 20(3): 37-40.
- [9] 窦益华, 许爱荣, 张福祥, 张绍礼. 高温高压深井试油完井问题综述[J]. 石油机械, 2008, 36(9): 140-142.
- Dou Yihua, Xu Airong, Zhang Fuxiang, Zhang Shaoli. Remarks on problems with formation testing and well completion of high-pressure and high-temperature deep holes[J]. China Petroleum Machinery, 2008, 36(9): 140-142.
- [10] 胡顺渠, 熊昕东, 卢传明. 高温高压含硫气井生产套管设计[J]. 钻采工艺, 2011, 34(6): 7-10.
- Hu Shunqu, Xiong Xindong, Lu Chuanming. Design and application of production casing in HTHP sour gas well[J]. Drilling & Production Technology, 2011, 34(6): 7-10.
- [11] 王祖文, 林玉玺, 窦益华. 大庆油田高温深井试气井下管柱力学分析及应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(6): 102-106.
- Wang Zuwen, Lin Yuxi, Dou Yihua. Mechanical analysis of gas test downhole string for high temperature deep wells in Daqing oilfield and its application[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2007, 26(6): 102-106.
- [12] 刘延鑫, 王旱祥, 侯乃贺, 何建, 郭建伟. 深井试油管柱力学分析及其应用[J]. 钻采工艺, 2012, 35(4): 71-73.
- Liu Yanxin, Wang Hanxiang, Hou Naihe, He Jian, Guo Jianwei. Mechanical analysis of oil test strings for deep wells and its application[J]. Drilling & Production Technology, 2012, 35(4): 71-73.

(修改回稿日期 2014-10-27 编辑 凌 忠)