

不同阶段页岩气井返排液对脱水装置影响分析

方 超 马 骥 段小强 王 强 牛军帅 鲁 磊

中国石油浙江油田公司西南采气厂, 四川 宜宾 644000

摘 要:川南地区中深层页岩气进入较大规模开发阶段,已建立起一套完整成熟的由山地丛式井组平台管输至脱水站处理生产集输系统。应用实验室化验方式对紫金坝区块在不同时期脱水站三甘醇溶液、TEG 再生系统内不溶性杂质进行化验分析,将化验结果与三甘醇脱水系统在运行过程中的故障诊断进行对应研究。研究发现:气井返排液进入 TEG 再生系统是引发脱水单元产生结垢物的主要因素;不同生产阶段,三甘醇溶液含杂质成分及引发故障后果不同;气井开发采用不同的工艺,将对脱水系统产生不同的影响。研究认为:在天然气脱水系统中保持循环系统内较为纯净的三甘醇是保障天然气脱水装置正常生产的关键因素,提前采用优化处理工艺、改进生产装置、完善维护制度等方式,预防不同阶段页岩气返排液对天然气脱水装置不利影响,保障天然气脱水站正常生产。

关键词:返排液;三甘醇;再生系统;结垢

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2021.06.002

Analysis on the influence of shale gas well flowback fluid on dehydration unit at different production stages

FANG Chao, MA Ji, DUAN Xiaoqiang, WANG Qiang, NIU Junshuai, LU Lei

Southwest Gas Production Plant, Zhejiang Oil Field Branch, CNPC, Yibin, Sichuan, 644000, China

Abstract: At present, the middle-deep shale gas in south Sichuan province has entered a large-scale development stage, and a complete and mature production gathering and transportation system has been established from the mountain cluster wellhead platform to the dehydration station for processing. Laboratory analysis has been conducted for the insoluble impurities in triethylene glycol solution and TEG regeneration system of dehydration station in Zijinba block, at different production stages. The test results were compared with the fault diagnosis of Triethylene Glycol Dehydration System in operation. It is found that the back-flow fluid from gas well into TEG regeneration system is the main factor causing scaling in dehydration unit; the impurity in triethylene glycol solution is different at different production stages, and the consequences of failure is different; different processes used in gas well development will pose different effect on the dehydration system. The study considered that keeping the triethylene glycol in the circulation system in a relatively pure state in the natural gas dehydration system is the key factor to ensure the normal operation of natural gas dehydration unit. The adoption of process optimization, improvement of production

收稿日期:2021-05-13

作者简介:方 超(1991-),男,四川南充人,助理工程师,本科,主要从事天然气场站管理工作。E-mail:906832953@qq.com

equipment and enhancing maintenance system can well prevent the adverse effects of shale gas backflow on natural gas dehydration unit at different production stages and ensure the normal production of natural gas dehydration stations.

Keywords: Flowback fluid; TEG; Regeneration system; Scaling

0 前言

紫金坝区块井区位于建武向斜南翼,正、负构造单元过渡的斜坡区。建产区内设置集气增压脱水站 1 座(设计处理量 $300 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),采用三甘醇脱水工艺,设置 2 台 TDY800 压缩机;建成投运集输支线 2 条(集输西线、集输东线),采用高低压分输工艺^[1]。气井生产基本特征为初期压力高、排液量大,压力递减快,截至 2021 年初已进入大规模集中增压阶段,不同的采气工艺共同作用于区块生产管网。依据气井产液特点,可将气井阶段分为套管自喷阶段、油管自喷阶段、人工举升阶段。在不同的生产时期,脱水装置处理原料天然气的生产工况具有较大差异性,因此研究不同阶段页岩气返排液对天然气脱水装置影响,对于页岩气处理站安全生产和故障处理具有一定的指导意义。

1 套管自喷阶段分析

为实现页岩气井效益开发,紫金坝区块生产采用试采一体化的开发模式,即提前使用临时流程将压裂后测试气井连接至集输管网,气井见气后导入生产管网,最大程度地实现放空气回收。当返排测试完成后,气井转入地面标准化流程生产。

1.1 套管自喷产液特征

气井在测试返排生产时期分为初期纯液、见气初期、气相突破、稳定测试及管输生产等 5 个阶段^[2]。具体表现为初期产液量大,产气量逐渐增大,但受制于测试流程分离器处理量、排液流程自控程度低的影响,天然气会携带较多液体进入集输管道内,在山地起伏地形形成积液并进入下游脱水站。而气井在气相突破阶段因放喷复产导入生产流程时的气量突变也会导致管道积液迅速进入下游脱水站^[3]。通过对比紫金坝区块某支线在沿线丛式井组试气入网阶段和地面标准化流程生产阶段支线两端差压变化可知,在测试阶段支线差压变化起伏和频次都相对较高,表明较多返排液进入脱水站,原料天然气中部分游离态液体易通过吸收塔进入 TEG 再生系统。

1.2 三甘醇溶液分析

在套管自喷阶段对脱水系统三甘醇取贫、富液样品分析,其外观为黄棕色,对比可知贫液较富液更澄清,说明富液中存在更多的不溶解性物质,且贫富液样品瓶底

部均有少量可见机械杂质。利用气相色谱等仪器对贫富液的溶液组成等指标进行分析检测,见表 1。

表 1 样品化验分析表

Tab. 1 Sample analysis

指标	检测结果(质量分数)	
	贫液	富液
水分	2.470 0%	3.420 0%
二甘醇	0.100 0%	—
三甘醇	97.600 0%	—
氯离子	0.370 2%	0.369 6%
乙酸根	0.006 9%	0.007 5%
铁离子	0.004 0%	—
硫酸根	0.001 1%	0.001 0%
亚硫酸	0.000 3%	0.000 6%

由表 1 可知,在本生产阶段较多气井返排液进入 TEG 脱水系统,导致三甘醇溶液水分含量和氯离子含量偏高。而贫液比富液外观更澄清,说明在贫液取样点至富液取样点流程存在返排液携带的压裂砂、岩粉、油泥等不溶性物质进入溶液中。样品溶液中三甘醇质量分数为 97.600 0%,除三甘醇溶液中还存在一定量的二甘醇和乙酸根等,溶液有轻微降解。

1.3 过量气井返排液对脱水系统影响

三甘醇作为原料天然气脱水的主要溶剂,具备性质稳定、沸点高等优点^[4]。2019 年,大量气井返排液进入天然气脱水系统,导致精馏柱堵死,填料间发现大量晶体结垢物,见图 1。取晶体 1.998 g 溶于 500 mL 水中得到 3 996 mg/L 溶液,测得电导率 6.51 ms,拟合换算盐类浓度为 4 149 mg/L。采用滴定法测定结垢物组分,见表 2。判定纯化后晶体为较高纯度的 NaCl。过量的气井返排液进入天然气脱水系统后,将直接降低 TEG 再生器的溶液温度(记录最大温降达 35 ℃),三甘醇因含水量的增加和再生温度的降低,脱水效能降低,产品气含水量增加,露点温度将高于正常运行期间 5 ~ 15 ℃;而在 TEG 再生器内高温条件下,返排液在流动中蒸发,而无机盐几乎不溶解在三甘醇内^[5],故无机盐将在循环状态下的高温三甘醇内析出,在精馏柱填料、板式换热器等高温设备中聚集。



图 1 晶体结垢物照片
Fig.1 Photo of crystal scale

表 2 结垢晶体成分含量表

Tab.2 Content of scaling crystal components

组分	质量分数
水	6.0%
三甘醇及杂质	3.2%
氯化钠	90.2%
氯化钙	0.6%

1.4 预防及控制措施

套管自喷阶段气井较高的返排量是影响 TEG 脱水装置的主要因素,因此在气井试气入网阶段建立集输支线分段压差监控制度,以分段差压数值变化评价各试气平台流程气液分离效果,及时优化试气流程和集输流程的气液分离工艺参数;而在脱水装置运行过程中,将重沸器液位、闪蒸罐液位、TEG 过滤器差压等过程参数组合分析,可较为准确的判断贫、富液精馏柱填料段堵塞情况,并利用无机盐易溶于水的特点采用连接临时 TEG 循环流程配合 TEG 再生撬水洗方式应急解堵。而在 TEG 脱水装置检修期间使用清水多周期循环可较好清除系统内无机盐晶体。

2 油管自喷阶段

当页岩气井转入油管生产后,井筒流态由段塞流转变为过度流,气井携液能力增强,气井产气和产水趋于平稳。气井通过油管生产可有效降低生产所需的临界流量,有效消除井筒内部积液^[6]。

2.1 生产波动

在气流携液过程中,部分油性岩屑将被携带至天然气脱水系统。油性岩屑进入 TEG 循环系统后将吸附在 TEG 过滤器前置滤芯和后置滤芯表面,极大地降低滤芯使用寿命和 TEG 过滤器效能^[7]。TEG 过滤效果降低,混入杂质将引发 TEG 发泡^[8],在 TEG 吸收塔内发泡,发生液吹损耗。部分油性岩屑在换热器内经高温作用附着在板面,严重影响换热器换热效率,造成换热后富液温度过低,增加重沸器能耗,而换热后贫液温度过高,导致贫液入塔温度上升,将增加三甘醇在吸收塔内的损耗量^[9]。

2.2 预防及控制措施

TEG 循环流程中 TEG 三级差压可较好地反映内部

滤芯运行状态,当出现差压异常上升情况应及时打开清理或更换,故三级滤芯差压应纳入岗位巡检范围或通信至站控系统。结合装置实际运行情况,岗位人员应每周对贫、富液取样观察,如存在三甘醇样品突然变为褐色或黑色,则表明溶液内铁离子含量大幅增加,地层内杂质进入过多,岗位人员应对流程 Y 型过滤器进行清理,防止油性岩屑在滤网表面堆积造成堵塞。而在 TEG 脱水装置检修期间宜外接清洗流程,对板式换热器进行循环清洗,清理换热板间积累的固体杂质和油性黏液。

3 人工举升阶段

随着开发的深入,气井压力和产气量降低,井口压力快速下降,井筒积液严重,气井陆续出现自喷带液困难,低产低效和水淹井数量增多。现场采用增压、泡排、气举等措施稳产及复产。各项措施原理存在差异性,对天然气脱水系统影响也不相同。

3.1 增压

页岩气增压主要采用平台增压和集中增压两种方式,依靠天然气压缩机可有效降低气井油管压力,减小临界携液量值,阶段性降低井筒积液,保障气井正常连续生产和稳产^[10]。

压缩机对天然气压缩增压主要通过压缩缸内活塞的往复式运动实现^[11]。机组运行过程中天然气被多级压缩后温度上升,原料天然气的游离态返排液比重加大,将导致三甘醇循环系统温度升高,损耗增加^[12]。TEG 贫液的进塔温度升高造成塔内三甘醇损失。外界高温气候进一步影响,极易造成外输产品天然气的露点温度不达标^[13];当前分体式天然气压缩机的驱动机往往采用电驱,主电机设置强制性保护时间,用以电机充分散热^[14]。在压缩机启机加载过程中支线进站气量的瞬间增大并携带集输管道积液进入 TEG 吸收塔,超量流速会加速塔盘上的三甘醇被携带至外输^[15],而入塔的积液则进入 TEG 再生流程,污染三甘醇。

3.2 泡排

泡排的原理是使用泡沫降低水的表面张力,水与气混合形成泡沫,从而降低液体密度,减小携液临界值^[16]。因页岩气井采用大型体积压裂工艺^[17],大部分井在地层能量不足以排出压裂液的情况下借助起泡剂降低井筒积液密度的方式将压裂液排出^[18]。

紫金坝区块正式投运后采取泡排工艺。该工艺用消泡剂主要为有机硅类聚氧乙烯醚,而起泡剂主要是脂肪醇聚氧乙烯醚硫酸钠。2018 年脱水站三甘醇年消耗量是 SY/T 0076—2008《天然气脱水设计规范》(以下简称 SY/T 0076—2008)规定的 3 倍,生产过程中陆续发现站场火炉的燃气管线流程大量窜入三甘醇、重沸器 U 型火管结垢、三甘醇严重发泡等问题。

三甘醇富液与正己烷萃取时发生乳化现象,见图 2。

长时间静置才能破乳分层,表明液体中含有较多表面活性剂。取 TEG 脱水系统内的富液和纯净三甘醇,利用表面张力—标准曲线法测定表面活性剂含量,见图 3。可知 TEG 循环系统富液表面张力随着浓度增加,表面张力大幅下降,是泡沫进入脱水塔长期富集的结果。



图 2 正己烷萃取三甘醇富液照片

Fig. 2 Extraction of triethylene glycol rich solution with n-hexane

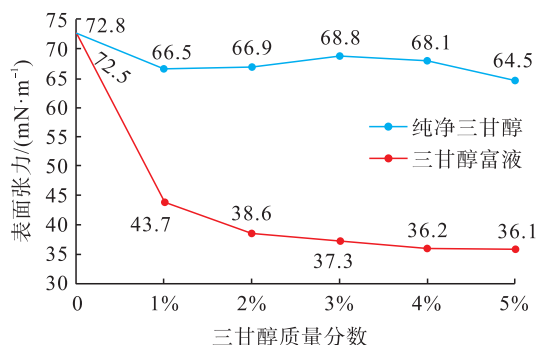


图 3 三甘醇富液水溶液的表面张力变化图

Fig. 3 Surface tension change of triethylene glycol rich aqueous solution

对重沸器 U 型火管结垢取样,利用 X 射线衍射,可测定其质量分数组分: NaCl 8%、CaCO₃ 8.9%、ZnFe₂O₄ 7.1%、Fe₂O₃ 2.7%、碳化有机质 62%。通过有机质含量可知该结垢物为重沸器 U 型火管局部高温导致了三甘醇碳化形成。而其他固体含量则为进入重沸器的返排液在局部高温下水分蒸发,无机盐形成矿物结晶。现场重沸器运行温度控制值为 190~200℃,正常情况下不会大规模产生变质物和结垢^[19],重沸器 U 型火管局部高温引起三甘醇碳化的主要因素是无机盐结晶体附着在火管表面导致。重沸器 U 型火管结垢将引起局部变形甚至破裂,而 TEG 重沸器火管结垢的存在将降低换热效果^[20]。

3.3 气举

气井生产进入中后期,油管已无法连续携液生产,水淹井数量和次数增加,需要借助气举措施进行复产和稳产。当前气举主要是采用柱塞气举和临时气举诱喷,两者主要作用对象是低压低产气井,实施过程中气井产水量相对较小,对下游天然气脱水系统影响极小。

3.4 预防及控制措施

在紫金坝区块页岩气开发实践中,因气井递减过

快,往往在区块中后期开发中各种人工举升措施组合叠加运用在气井增产稳产上。无机盐、表面活性剂、返排液对脱水系统几乎同时作用。故应在单井流程和支线进站流程设置两级消泡,建立完整的管理制度,工艺上推进药剂配比自动化和注入液体雾化处理,提升消泡效果,防止液体以泡沫形式进入脱水系统,将三甘醇损耗控制在 SY/T 0076—2008 规定范围内。集中增压站的压缩机启动应考虑低压管网的稳定性,宜在加载过程中采用手动加载,防止积液突然进入脱水站,若相应支线存在气井大量泡排时应强化该时段的消泡药剂注入。

4 结论

1) 采用山地丛式井组试采一体化模式应充分考虑测试分离器液位监控报警和自动排液功能的完善性,在山地区域应利用农网宽带和 4G 网络实现分离器液位的监控和气井远程控制,保障测试分离正常液位运行,防止大量液体进入输气管网和下游脱水系统。

2) 进入脱水系统的返排液在 TEG 再生系统高温条件下无机盐晶体会析出,造成三甘醇循环系统堵塞和重沸器 U 型火管结垢,故宜每月取三甘醇样品化验,根据化验结果编制脱水装置检修方案,在每年停产检修期间组织实施清洗和机械打磨除垢,可较好地无机盐晶体和碳化结垢物清除。设计时期应考虑重沸器 U 型火管防变形措施或 TEG 重沸器旁通流程,应对重沸器 U 型火管结垢形变发生破裂问题。

3) 页岩气井压力递减快,区块整体处于开发后期时应警惕大规模增压和压缩机压比增加,外界环境持续高温,原料气进入吸收塔温度过高导致产品气露点不合格问题,应在设计初期考虑压缩机冷却余量、三甘醇循环余量、吸收塔入塔冷却等措施,保障原料天然气高温下的正常脱水。

4) 依据页岩气开发中泡排运用的规模,宜在场站设计时期将消泡装置纳入标准化流程建设范畴,并积极推进智能化泡排和支线管道泡沫检测技术,实现经济效益更优化。

参考文献:

- [1] 王念榕,曾禄轩,张 哲,等. 昭通页岩气示范区集输工艺现状及发展方向[J]. 油气与新能源, 2021, 33(3): 109-115.
WANG Nianrong, ZENG Luxuan, ZHANG Zhe, et al. Investigations on shale gas gathering and transportation process in Zhaotong demonstration area [J]. Petroleum and New Energy, 2021, 33(3): 109-115.
- [2] 杜 洋,雷 炜,李 莉,等. 深层页岩气水平井压后生产管理 with 排采技术[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(1): 95-101.

- DU Yang, LEI Wei, LI Li, et al. Post-frac production control and drainage technology of deep shale gas wells [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11 (1): 95-101.
- [3] 苏越, 李晓平, 孟凡华, 等. 改变输量对输气管线积液量的影响[J]. 油气田地面工程, 2019, 38(11): 53-59.
- SU Yue, LI Xiaoping, MENG Fanhua, et al. Effect of flow rate change on liquid loading of gas transmission pipeline [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2019, 38 (11): 53-59.
- [4] 李明, 温冬云. 新型板式换热器在三甘醇脱水装置中的应用[J]. 石油与天然气化工, 2004, 33(6): 419-423.
- LI Ming, WEN Dongyun. Application of new type plate heat exchange in triglycol dehydration unit [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2004, 33 (6): 419-423.
- [5] 孟江, 袁莉丽, 刘甜甜, 等. 无机盐对三甘醇流变性的影响[J]. 油气储运, 2015, 34(8): 849-853.
- MENG Jiang, YUAN Lili, LIU Tiantian, et al. Effect of inorganic salt on rheological property of triethylene glycol [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015, 34 (8): 849-853.
- [6] 王庆蓉, 陈家晓, 向建华, 等. 页岩气井积液诊断及排水采气工艺技术探讨[J]. 天然气与石油, 2020, 38(5): 83-87.
- WANG Qingrong, CHEN Jiaxiao, XIANG Jianhua, et al. Discussion on shale gas well effusion diagnosis and drainage gas production technique [J]. Natural Gas and Oil, 2020, 38 (5): 83-87.
- [7] 谭力. 三甘醇脱水装置检修中的思考[J]. 江汉石油职工大学学报, 2020, 33(5): 40-42.
- TAN Li. On overhaul of triethylene glycol dehydration unit [J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2020, 33 (5): 40-42.
- [8] 郭彬, 何战友, 刘学蕊, 等. 三甘醇失效原因分析及回收研究[J]. 天然气工业, 2006, 26(9): 152-153.
- GUO Bin, HE Zhanyou, LIU Xuerui, et al. Study on the reason of TEG vitiation and its recycling technology [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26 (9): 152-153.
- [9] 李旭成, 郑小林, 肖军, 等. 三甘醇脱水装置运行常见问题分析及处理对策[J]. 石油与天然气化工, 2015, 44 (5): 17-20.
- LI Xucheng, ZHENG Xiaolin, XIAO Jun, et al. Analysis and treatment measures on common operation problems of TEG dehydration device [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2015, 44 (5): 17-20.
- [10] 范宇, 岳圣杰, 李武广, 等. 长宁页岩气田采气工艺实践与效果[J]. 天然气与石油, 2020, 38(2): 54-60.
- FAN Yu, YUE Shengjie, LI Wuguang, et al. Practice and effect of gas production technology in Changning shale gas field [J]. Natural Gas and Oil, 2020, 38 (2): 54-60.
- [11] 黄志强, 黄琴, 陈振, 等. 往复式压缩机撬装模块振动分析与优化研究[J]. 噪声与振动控制, 2021, 41 (1): 54-60.
- HUANG Zhiqiang, HUANG Qin, CHEN Zhen, et al. Vibration analysis and optimization of skid-mounted module of reciprocating compressors [J]. Noise and Vibration Control, 2021, 41 (1): 54-60.
- [12] 蒋洪, 杨昌平, 朱聪. 天然气脱水装置工艺分析与改进[J]. 天然气化工(C1化学与化工), 2009, 34(6): 49-53.
- JIANG Hong, YANG Changping, ZHU Cong. Process analysis and improvement for natural gas dehydration unit [J]. Natural Gas Chemical Industry, 2009, 34 (6): 49-53.
- [13] 王勇, 闪从新, 伍坤一. 页岩气三甘醇脱水装置脱水效果评价研究[J]. 石油与天然气化工, 2020, 49(6): 1-7.
- WANG Yong, SHAN Congxin, WU Kunyi. Evaluation and study on dehydration effect of triglycol dehydration unit for shale gas [J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2020, 49 (6): 1-7.
- [14] 张宗珍. 基于 Simulink 的压缩机启动特性的模拟与研究[J]. 压缩机技术, 2006(4): 17-18.
- ZHANG Zongzhen. Compressor starting characteristic simulation and research based on Simulink [J]. Compressor Technology, 2006 (4): 17-18.
- [15] 丁启耀. 天然气脱水工艺乙二醇损耗大原因分析及处理[J]. 广州化工, 2013, 41(21): 133-135.
- DING Qiyao. Analysis and treatment of the glycol loss in the process of natural gas treatment [J]. Guangzhou Chemical Industry, 2013, 41 (21): 133-135.
- [16] 位云生, 齐亚东, 贾成业, 等. 四川盆地威远区块典型平台页岩气水平井动态特征及开发建议[J]. 天然气工业, 2019, 39(1): 81-86.
- WEI Yunsheng, QI Yadong, JIA Chengye, et al. Production performance of and development measures for typical platform horizontal wells in the Weiyuan Shale Gas Field, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39 (1): 81-86.
- [17] 师斌斌, 薛政, 马晓云, 等. 页岩气水平井体积压裂技术研究进展及展望[J]. 中外能源, 2017, 22(6): 41-49.
- SHI Binbin, XUE Zheng, MA Xiaoyun, et al. Review and preview of stimulated reservoir volume technology of horizontal wells for shale gas [J]. Sino-Global Energy, 2017, 22 (6): 41-49.
- [18] 蒋泽银, 李伟, 罗鑫, 等. 页岩气平台井泡沫排水采气技术[J]. 天然气工业, 2020, 40(4): 85-90.
- JIANG Zeyin, LI Wei, LUO Xin, et al. Foam drainage gas recovery technology for shale-gas platform wells [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40 (4): 85-90.
- [19] 孟江, 张其敏, 张燕. 天然气脱水过程中三甘醇废弃指标体系研究进展[J]. 广东化工, 2012, 39(13): 74-75.
- MENG Jiang, ZHANG Qimin, ZHANG Yan. Research on the abandoned index system of TEG gas dehydration process progress [J]. Guangdong Chemical Industry, 2012, 39 (13): 74-75.
- [20] 韩冰, 耿涛, 李秋小, 等. 甲基二乙醇胺双脂肪酸酯的合成与表征[J]. 精细化工, 2014, 31(3): 332-336.
- HAN Bing, GENG Tao, LI Qiuxiao, et al. Synthesis and characterization of methyl diethanolamine fatty acid di-ester [J]. Fine Chemicals, 2014, 31 (3): 332-336.