

威 204 井区排采作业页岩气井口降温技术

廖刚, 贺秋云, 朱铁栋

中国石油集团川庆钻探工程有限公司试修公司 四川成都 610000

通讯作者: Email: 357831591@qq.com

项目支持: 川庆钻探工程有限公司科技项目“基于射孔爆轰效应的超深井射孔-测试联作安全控制技术研究”(CQ2020B-49-1-4)、川庆钻探工程有限公司科技项目“低压气井带压修井装置配套及工艺技术研究”(CQ2021B-23-1-4)、川庆钻探工程有限公司科技项目“川南深层页岩气高温高压测试及测试分离器防腐技术研究”(CQ2021B-22-1-4)

引用: 廖刚, 贺秋云, 朱铁栋. 威 204 井区排采作业页岩气井口降温技术[J]. 油气井测试, 2022, 31(2): 25-30.

Cite: LIAO Gang, HE Qiuyun, ZHU Tiedong. Shale gas wellhead cooling technology for dewatering gas production in Wei 204 well block [J]. Well Testing, 2022, 31(2): 25-30.

摘要 页岩气井井口温度高, 部分地层水气化进入输气管网, 入网后又冷凝成水, 造成了输压升高、管线腐蚀。通过先导性试验和工程试算, 明确了近 90% 能量浪费在对返排水的降温, 故先除水再降温。经对冷冻式降温、涡流管降温、节流降温技术的对比分析, 确立以节流降温为核心的井口页岩气降温技术。研制和配套了降温关键装备, 形成了“高效除水+节流降温+循环降温”的复合工艺技术, 探索到了一套全新的排采作业页岩气井口降温方法。该技术在威 204 井区进行了 10 余次井次的现场应用, 成功实现了井口高温页岩气的高效降温, 最大温降超过了 40℃, 减少了气田水进入管输系统, 提高了输气效率和本质安全, 为页岩气规模化商业化开发奠定了基础。

关键词 威 204 井区; 页岩气; 输气管网; 降温技术; 节流降温; 排水采气; 输气效率

中图分类号: TE377 **文献标识码:** B **DOI:** 10. 19680/j. cnki. 1004-4388. 2022. 02. 005

Shale gas wellhead cooling technology for dewatering gas production in Wei 204 well block

LIAO Gang, HE Qiuyun, ZHU Tiedong

Well Testing and Workover Company, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610000, China

Abstract: Due to the high wellhead temperature of shale gas wells, part of the formation water enters the gas transmission network after gasification and then condenses into water, resulting in the increase of transmission pressure and pipeline corrosion. Through the pilot test and engineering calculation, it has been clarified that nearly 90% of the energy is wasted in cooling the backwater, so the water should be removed before cooling. Through the comparative analysis of refrigeration cooling, vortex tube cooling and throttling cooling technologies, the core of wellhead shale gas cooling technology is defined as throttling cooling. The corresponding key cooling equipment has been developed, forming a composite process technology of “efficient water removal + throttling cooling + cyclic cooling”, and a new set of cooling method for shale gas at wellhead in dewatering gas production has been established. The technology has been applied in more than 10 well times in Wei204 well block, and has successfully realized the efficient cooling of high temperature shale gas at the wellhead. The maximum temperature drop is more than 40℃, which reduces the amount of the water entering the pipeline system. This technology improves the gas transmission efficiency and safety and lays a foundation for the large-scale commercial development of shale gas.

Keywords: Wei 204 well block; shale gas; gas transmission pipeline network; cooling technology; throttling cooling; dewatering gas production; gas transmission efficiency

威 204 井区主要位于四川盆地内江市威远县、市中区、资中县境内, 构造位置处于川西南古中斜坡低褶带威远背斜构造, 气层层位为奥陶系五峰组—志留系组一段^[1-2]。气藏埋深 2 100~3 900 m, 地层压力系数 1.2~2.0, 地层温度 105~130℃。

排采作业中地层流体将大量热量带到地面, 70% 的井产出的页岩气井口温度超过了 65℃, 最高的达到了 105.22℃。部分地层水高温气化, 被页岩气携入输气管网, 入网后又在低温管线中析出, 对生产作业危害极大。

(1) 管线内积液严重, 输压升高, 降低了管线输送效率, 严重制约了页岩气上产速度。

(2) 管线中气田水的不断积累, 对下游设备造成严重的破坏, 易发生刺漏及下游脱水站气田水翻塔等恶性事件。

(3) 管线中气田水的存在, 为硫酸盐还原菌提供合适的滋生环境, 刮取输气管壁处腐蚀产物进行 XRD 检测, 其主要物相为硫酸盐、碳酸盐、铁的硫化物和氧化物, 包括 FeSO_4 、 FeS 、 FeS_2 等产物。这就加快管线细菌腐蚀, 管线设备腐蚀穿孔事件频繁(特别是焊缝处), 影响管线正常安全运行。

目前, 该井区地面排采作业中, 主要沿用常规页岩气地面测试流程^[3-5], 它只具备捕屑除砂、节流降压、计量分离等基本功能, 而没有专门的设备和方法进行降温。因此, 亟需探索高温页岩气井口降温工艺技术, 以减少输气管网气田水的进入, 提高输气效率和作业本质安全。

1 井口天然气降温技术难点分析

威 204 井区排液测试中, 具有返排流体温度高、水量大、产出大量天然气的特点^[6](见表 1)。

表 1 威 204 井区部分井排液数据统计表
Table 1 Statistics of drainage data of some wells
in Wei 204 well block

井号	返排高温期		平均水产量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$)	平均气产量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)
	温度/℃	平均温度/℃		
威 204H4-XX	40~55	42.66	6.64	8.39
	35~48	38.11	7.30	1.46
	48~66	57.65	15.67	4.24
威 204H5-XX	55~74	67.14	14.05	5.33
	60~79	67.09	14.41	1.33
	70~90	76.23	14.53	3.29
威 204H6-XX	70~99	85.63	17.93	4.85
	70~92	79.26	13.89	3.70
	60~75	65.93	10.57	5.50
威 204H10-XX	60~80	65.84	10.55	4.79
	65~84	67.09	10.98	4.62
	70~85	72.93	18.44	1.01
威 204H11-XX	70~85	68.95	17.39	5.27
	60~74	60.48	6.21	1.64

若要对井筒排出流体进行降温, 根据能量守恒定律, 降温后必然释放大量的热能。

其物质比热容公式为

$$Q = CM\Delta t \tag{1}$$

式中: Q 为物质降温后放热, J; C 为物质比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$; M 为流体质量, kg; Δt 为流体降温前后温差, $^\circ\text{C}$ 。

以威 204 井区 XX 井为例, 天然气产量 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 水产量 $800 \text{ m}^3/\text{d}$, 天然气密度为 $0.6 \text{ kg}/\text{m}^3$, 温度由 $70 \text{ }^\circ\text{C}$ 下降到 $30 \text{ }^\circ\text{C}$, 释放出的能量为:

$$Q_{\text{液}} = C_{\text{液}} M_{\text{液}} \Delta t = 1.35 \times 10^{11} \text{ J} \tag{2}$$

$$Q_{\text{气}} = C_{\text{气}} M_{\text{气}} \Delta t = 1.56 \times 10^{10} \text{ J} \tag{3}$$

$$Q_{\text{液}} / (Q_{\text{液}} + Q_{\text{气}}) = 89.4\% \tag{4}$$

由现场实际试算案例可知, 在整个降温过程中, 几乎 90% 的能量被消耗在了对返排水的降温, 而真正用于天然气降温的能量则微乎其微。

在威 204XX 井曾开展能量交换现场试验, 在地面流程中, 曾利用冷水在热交换器盘管对井筒流体进行热交换循环降温, 降温能力非常有限, 半个小时内温度差不多下降了 $10 \text{ }^\circ\text{C}$, 然后随着循环水温度的上升井口流体温度也开始回升。其原因在于: 虽然用于能量交换的水比热容大, 但是排采初期返出流体中水含量高, 与能量交换的水物性基本一致, 故天然气降温效果不佳。

综合工程试算及现场先导试验分析, 为了实现井口天然气的高效降温, 避免能量的过度消耗, 实现高压流体的除水势在必行。

2 井口降温技术探索

目前, 国内页岩气开采主要集中在西南地区。然而, 涪陵及长宁、昭通等区域页岩气地层温度相对较低, 高温问题并不突出, 对于井口页岩气降温并没有可以直接借鉴和吸收的经验。因此, 需要立足现场实际, 从降温技术、配套装备、工艺流程等多方面综合分析, 以便探索到最优的降温方法。

2.1 降温技术对比分析

目前在天然气降温技术领域, 降温方式主要有冷冻式降温、涡流管降温和节流降温三种, 它们的适用条件, 降温效率、降温成本等又存在较大的差异。因此, 威 204 井区采用何种方式来进行降温还应根据现场实际情况进一步对比分析。

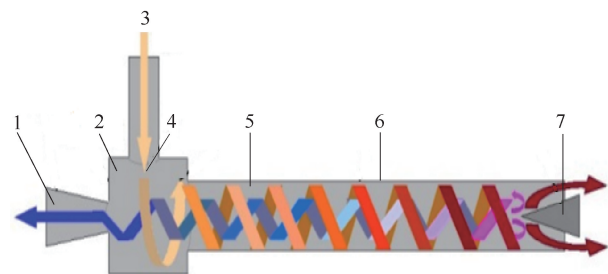
2.1.1 冷冻式降温技术

冷冻式降温技术主要采用空调式制冷原理。它主要由压缩机、蒸发器、毛细管等组成制冷循环系统, 由压缩机驱动制冷剂在循环系统中流动, 制冷剂由液体转变成气态, 吸收大量的热量, 以此达到降温的目的。简单地讲, 就是让制冷循环系统不断吸收热量, 以便实现降温。如果井筒产出流体要进行冷冻式降温, 必须配备压缩机、节流装置、毛细管等设备组成制冷循环系统, 系统体积庞大、占地面积大, 不适用于页

岩气工厂化的作业需求。此外,冷冻式降温系统是一个将电功率转化为冷量的电气装置,耗能极高,且选用氟利昂作为制冷剂稍有不慎还会污染环境,违背页岩气低成本、安全开发的初衷。

2.1.2 涡流管降温技术

涡流管主要由喷嘴、涡流室、冷端管、热端管、冷端孔板和调节阀组成^[7-8](见图1)。



1-冷端管;2-冷端孔板;3-高压气体;4-喷嘴;5-涡流室;
6-热端管;7-调节阀。

图1 涡流管基本结构示意图

Fig.1 Basic structure of vortex tube

高压气体从喷嘴处进入,经喷嘴膨胀加速后沿切线方向进入涡流室,气流在涡流室内形成高速涡旋^[9-10],其转速可高达 1.6×10^6 r/min,经过涡流变换后产生温度的分离(见图2)。处于中心部位的回流气流温度较低,由冷端孔板流出,形成冷气流;而处于外层部位的气流温度较高,从热端经调节阀流出,形成热气流,这一现象即被称为“涡流效应”。调节热端的针形阀可以调节冷热流比例,从而得到最佳制冷或制热效应。

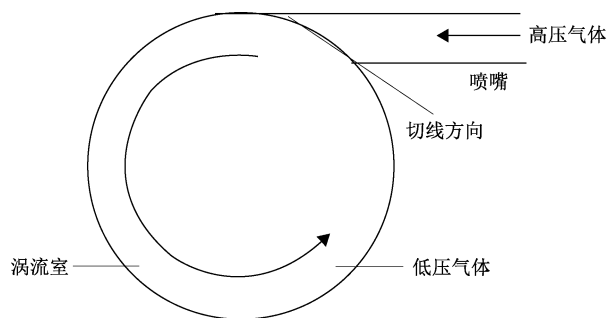


图2 涡流气体走向示意图

Fig.2 Flow direction of vortex gas

目前,涡流管技术已经在石油化工业中的天然气露点控制、轻烃回收、天然气液化等方面有一定应用。从实际应用效果来看,涡流管具有效率较低(天然气液化率6%~14%)、制冷量较小的局限性^[11-12],而且具有大处理量能力的工业产品设备制造复杂。因此,采用涡流管进行大幅降温的方案是行不通的。

2.1.3 节流降温技术分析

威204井区排采初期,天然气产量普遍超过 20×10^4 m³/d。如果借助外来能量降温,耗能巨大。为满足页岩气低成本开发需求,尽量少借助外来能量,最好是基于自身能量转换的方式进行降温。以此思路为核心,优先考虑采用节流降温的方式对天然气进行降温。

节流阀门(如油嘴等)类似于喷嘴,气体的流通面积骤然变小,流速会突然增加,可能达到亚声速流或超声速流。由于喷嘴处流速较高、喷嘴较短,热传导(热损失,耗散)可以忽略不计,流动过程视为等熵流动^[13],故有

$$\frac{dv}{v} = \frac{1}{Ma^2 - 1} \frac{dA}{A} \quad (5)$$

式中: dv 为油嘴上下游速度差,m/s; v 为油嘴上游速度,m/s; dA 为油嘴上下游截面积差,m²; A 为油嘴上游截面积,m²。

对于一维恒定可压缩流体、渐缩油嘴:亚声速流($Ma < 1$, Ma 马赫数)满足 $dA < 0, dv/v > 0$ (截面积减小,速度增大);超声速流($Ma > 1$)满足 $dA < 0, dv/v < 0$ (截面积减小速度减小)。

在声速或超声速流动下,气体从油嘴喷出后,由于节流摩阻损耗导致压力迅速降低,体积快速膨胀,产生焦耳-汤姆逊效应,使得油嘴处温度急剧降低。此时,油嘴下游温度为

$$T_{dn} = T_{up} (p_{dn}/p_{up})^{\frac{k-1}{k}} \quad (6)$$

式中: T_{dn} 为油嘴下游温度,K; T_{up} 为油嘴上游温度,K; p_{dn} 为油嘴下游压力,MPa; p_{up} 为油嘴上游压力,MPa; k 为气体等熵指数。

利用(6)式和页岩气现场实际排采数据计算,理论上节流压差每增加1 MPa,天然气温度下降约5℃。故基于自身能量的节流降温方式是井口天然气降温的首选方案。

鉴于现场实际生产情况,井口高温页岩气湿度大,故节流降温能力与理论计算存在一定的差距(现场先导性试验,节流压差每增加1 MPa,天然气温度下降3~4℃)。单纯的节流降温,不能完全满足实际降温需求。为了降温能力最大化,还必须辅以热交换方式再次降温。同时由于水的比热容大,故用于热量交换的媒介一般优选用水。

综上所述,由于冷冻式降温占地空间大、能耗高,涡流降温效能低、大处理量设备制造复杂等缺陷,优选了“除水+节流”为核心,辅以热交换为基础的井口页岩

气多级降温技术。首先进行高压除水,然后进行节流降温,再利用外部冷源对进入热交换器的节流天然气

降温,后进行气水分离,减少气田水进入管输系统,提高本质安全,助力页岩气安全高效开发(见图3)。

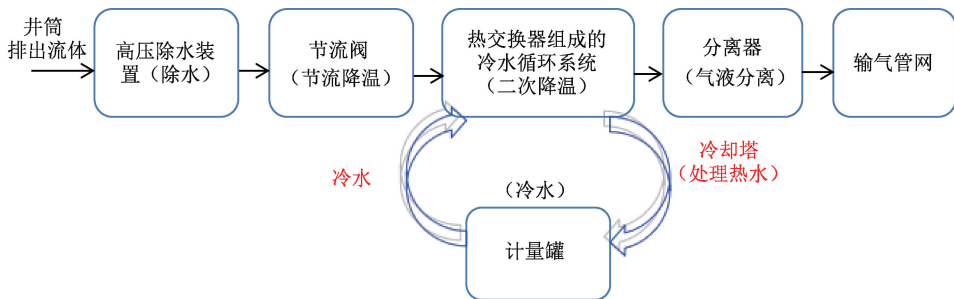


图3 天然气降温工艺流程图

Fig. 3 Technological flow chart of natural gas cooling process

2.2 降温关键装备研制与配套

基于上述井口页岩气降温方法,利用现有的装备和流程,在目标井区曾开展了两次针对性的先导试验,降温方法可行,降温最大幅度可达 37 ℃。但也存在一定的问题:(1)利用旋流除砂器除水时,除水效率不高,且排液口窜气严重;如果用现有的 15 MPa 分离器除水虽然效果好,但是压力等级不够,节流降温能力受限;(2)用于热交换器循环的水温上升较快,无法重复利用。

为此,必须研制高压除水装置,替代旋流除砂器进行高压除水和优选配套水冷装置,持续对携带废热的水高效降温。

2.2.1 高压除水装置研制

利用 NACE MR 01-75、API 6 A 等国际先进标准制造了高压除水装置,实现页岩气排采中的高压除水。它主要由除水罐(内置旋流管)、积液缓冲罐、辅助工艺管线(API 6 A 阀门、管线及辅助针阀管线)、防撞框架等组成。旋流除水装置安装在井口除砂器后,井筒排出高压流体切向进入旋流除水罐内旋流管,不同密度介质在离心力作用下实现分离。密度较大的液体经底流口进入积液缓冲罐内;密度较小的气体经溢流口,进入下游管线。旋流管内流场加速度 15~20 g,除水效率较传统的重力分离高数倍。

该装置主要技术参数为:工作压力 35 MPa;除水方式为旋流式;最大气处理量 $35 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、液处理量 $800 \text{ m}^3/\text{d}$;除水效率大于 95%;防硫等级为 EE。

2.2.2 冷却塔配套

冷却塔一般由配水管道、填料、积水盘、风扇等几部分组成,携带废热的水由水泵抽入冷却塔的配水管道,管道上的喷头均匀地将热水洒在填料上并形成水膜,同时与从冷却塔底部进入的干燥空气进行热交换,向空气中蒸发,带走大量热量,而冷却水

则滴入积水盘^[14-15]。风扇的作用则是把热空气送往高空,避免回流,确保冷却塔底部有恒定的干燥空气流进入,以便持续降温,确保热交换器循环出的热水降温后可以重复利用。

2.3 降温流程设计

降温工艺流程主要沿用了威远区块目前比较成熟的地面工艺流程^[16-17],以满足压后排液测试中高压除砂、排液测试、数据录取等基本页岩气试油测试需求^[18-21]。在新的流程中内嵌了降温单元和高压除水单元(见图4),恢复热交换器,交换媒介由热蒸汽变成了冷水。

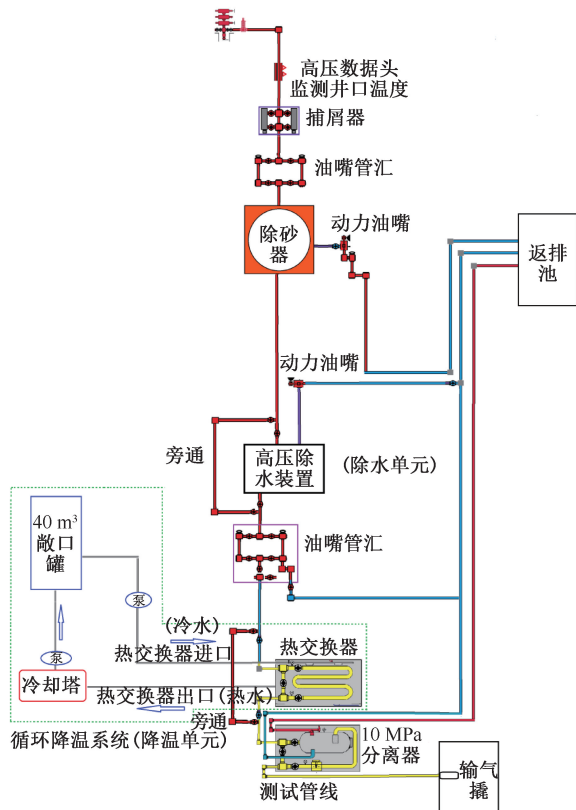


图4 地面降温工艺流程图

Fig. 4 Flow chart of ground cooling process

井筒排出的高温流体经过高压除水器高效除水后,再利用节流管汇对天然气进行节流降温,节流降温后的天然气经过由热交换器、循环泵(考虑到热交换器盘管较长,扬程6 m以上)、冷却塔为核心的降温循环系统进行能量交换后进一步降温,从而实现天然气的有效降温。

3 现场应用

利用页岩气降温技术在目标井区进行了现场应用,目前已经累计应用10余井次,应用效果良好。以四川盆地威远204井区XX井为例,完钻井深3 143 m,水平井段长2 320 m,测试层位龙马溪组。地层温度107.84℃,排液测试初期,产水量14~18 m³/h,产气量 $3.8 \times 10^4 \sim 13.4 \times 10^4$ m³/d。运用新探索的井口复合降温技术,井口页岩气温度最高由65.6℃下降至24.12℃,最高下降温差达到了41.48℃。高压除水装置除水效率超过了95%,进一步增强了天然气节流降温能力。节流后,温度一般可下降20~30℃,以热交换器、冷却塔为核心的制冷循环系统一般降温能力可达5~10℃,整套工艺技术降温能力最高可达40℃以上(见图5),有效实现了对井口页岩气的高效降温。

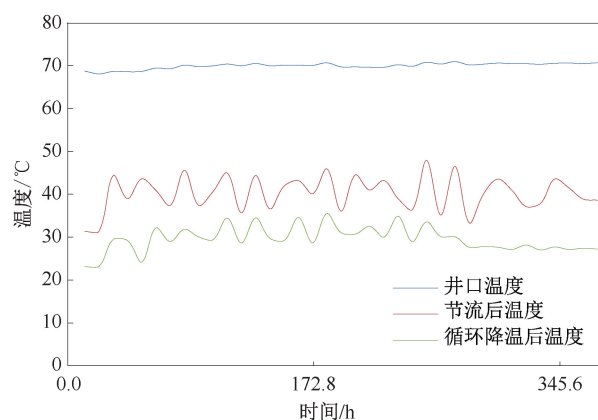


图5 试验井降温曲线

Fig. 5 Temperature reduction curve of test well

4 结论

(1)立足页岩气排采作业现场,经过不断的探索与创新,通过理论研究、工程试算、先导性试验等大量基础研究与实践,率先在威204井区探索到了一套排采作业页岩气井口降温技术方法。

(2)优化地面工艺流程,在原有流程中嵌入高压除水、循环降温单元,采用高效除水+节流降温+循环降温的复合工艺模式,使得井口天然气降温能

力达40℃以上,实现了目标井井口天然气有效降温,减少气田水进入管输系统,提高输气效率和本质安全。

(3)排采作业井口页岩气降温工艺技术,在威204井区的成功应用,不断丰富和完善了页岩气试油测试技术。同时,为后续油气井井口天然气降温、甚至深井泥浆降温技术的探索提供了重要的借鉴意义。

致谢:本论文是在大量现场试验基础上完成的,川庆钻探页岩气经理部给予了极大的支撑和帮助,在此对贵方的帮助和支持表示感谢。

参考文献

- [1] 李明波,吴志伟,张金武. 威远页岩储层特征对测试产量的影响[J]. 中国石油勘探,2019,24(4):539-546.
LI Mingbo, WU Zhiwei, ZHANG Jinwu. Influences of shale reservoir characteristics on production test in Weiyuan block [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(4): 539-546.
- [2] 赵国英. 水平井“工厂化”部署与设计优化——以四川威远页岩气藏为例[J]. 天然气勘探与开发,2018,41(1):51-57.
ZHAO Guoying. Deployment and optimization of “factory-like” horizontal well: A case study on Weiyuan shale gas reservoirs, Sichuan basin [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2018, 41(1): 51-57.
- [3] 潘登,涂敖,谢奎. 页岩气地面排采作业初期难点与技术对策[J]. 钻采工艺,2018,41(6):40-42,45.
PAN Deng, TU Ao, XIE Kui. Difficulties during shale gas well early-stage flow-back and well testing and technical solutions [J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(6): 40-42, 45.
- [4] 谢奎,曾小军,王雷. 威远区块页岩气排采除砂工艺分析[J]. 钻采工艺,2019,42(4):60-63.
XIE Kui, ZENG Xiaojun, WANG Lei. Flow-back sand removal process at Weiyuan shale gas block [J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(4): 60-63.
- [5] 何恩鹏,潘登,涂敖. 页岩气井地面除砂技术[J]. 油气井测试,2016,25(6):56-58.
HE Enpeng, PAN Deng, TU Ao. Surface desanding tech for shale gas well [J]. Well Testing, 2016, 25(6): 56-58.
- [6] 刘飞,潘登. 长宁-威远构造页岩气井返排流程优化设计和返排特征分析[J]. 油气井测试,2016,25(6):12-16.
LIU Fei, PAN Deng. Optimization design and analysis of back flow characteristics of shale gas well in Changning-Weiyuan structure [J]. Well Testing, 2016, 25(6):

- 12-16.
- [7] 徐正斌. 涡流管技术在天然气领域的应用前景[J]. 油气储运, 2009, 28(1): 41-43.
XU Zhengbin. Application perspective of vortex tube technology in natural gas industry [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2009, 28(1): 41-43.
- [8] 张汝冰, 额日其太. 天然气井口节流不冻堵涡流管研究[J]. 石油规划设计, 2017, 28(2): 21-24, 54.
ZHANG Rubing, E Riqitai. Research on wellhead natural gas about throttling and non freezing vortex tube [J]. Petroleum Planning & Engineering, 2017, 28(2): 21-24, 54.
- [9] 吕青楠, 张王宗. 涡流温度分离技术在天然气行业的应用[J]. 天然气与石油, 2010, 28(2): 37-42.
LYU Qingnan, ZHANG Wangzong. Application of vortex temperature separation technology in natural gas industry [J]. Natural Gas and Oil, 2010, 28(2): 37-42.
- [10] 沈杰, 席旺. 涡流管的原理及在天然气领域的应用[J]. 煤气与热力, 2011, 31(2): 37-38, 42.
SHEN Jie, XI Wang. Principle and application of vortex tube in natural gas domain [J]. Gas & Heat, 2011, 31(2): 37-38, 42.
- [11] 石鑫, 孙淑凤, 王立. 涡流管研究进展及在天然气工业中的应用[J]. 低温与超导, 2010, 38(2): 18-22.
SHI Xin, SUN Shufeng, WANG Li. A review of the vortex tube in the natural gas industry [J]. Cryogenics and Superconductivity, 2010, 38(2): 18-22.
- [12] 熊长征, 陈川, 尹克江, 等. 涡流管加热技术在天然气工业中的应用[J]. 油气储运, 2009, 28(6): 69-72.
XIONG Changzheng, CHEN Chuan, YI Kejiang, et al. Application of vortex tube heating technique in gas industry [J]. Oil & Gas storage and Transportation, 2009, 28(6): 69-72.
- [13] 廖刚. 放喷测试中天然气水合物形成及预防措施[J]. 钻采工艺, 2018, 41(3): 61-63.
LIAO Gang. Gas hydrate formation and preventive measures in oil & gas well testing [J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(3): 61-63.
- [14] 郑翔, 杜巍. 循环冷却水系统优化与冷却塔改造[J]. 工业用水与废水, 2019, 50(4): 52-54.
ZHENG Xiang, DU Wei. Optimization of circulating cooling water system and reconstruction of cooling water [J]. Industrial Water & Wastewater, 2019, 50(4): 52-54.
- [15] 张夏丽. 石化企业循环冷却塔技术改造[J]. 石化技术, 2019, 26(5): 250, 261.
ZHANG Xiali. Technical transformation of circulating cooling tower in petrochemical enterprises [J]. Petrochemical Industry Technology, 2019, 26(5): 250, 261.
- [16] 曾凌翔, 廖刚, 叶长文. 页岩气平台复杂山地工厂化作业技术[J]. 钻采工艺, 2020, 43(3): 31-33.
ZENG Lingxiang, LIAO Gang, YE Changwen. Research of industrialized operation technology for horizontal shale gas wells in complex mountainous areas [J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(3): 31-33.
- [17] 贺秋云. 长宁-威远区块页岩气井地面测试流程优化影响因素分析[J]. 钻采工艺, 2017, 40(6): 38-40, 55.
HE Qiuyun. Factors affecting well testing surface flow scheme optimization at Changning-Weiyuan shale gas block [J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(6): 38-40, 55.
- [18] 曾小军, 陆峰, 寇双峰. 四川富顺页岩气藏压裂改造模式及返排工艺分析[J]. 钻采工艺, 2016, 39(2): 77-79.
ZENG Xiaojun, LU Feng, KOU Shuangfeng. Analysis of fracturing and flowback technology in Sichuan Fushun shale gas reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(2): 77-79.
- [19] 刘飞, 王勃, 潘登, 等. 四川盆地页岩气井地面安全返排测试技术[J]. 河南理工大学学报(自然科学版), 2013, 32(1): 30-34.
LIU Fei, WANG Bo, PAN Deng, et al. Surface flow-back test technology of shale gas in Sichuan basin [J]. Journal of Henan Polytechnic University (Natural Science), 2013, 32(1): 30-34.
- [20] 曾小军, 刘飞, 朱铁栋, 等. 双筒滤砂器在页岩气水平井钻塞返排中的应用探讨[J]. 钻采工艺, 2014, 37(4): 54-56.
ZENG Xiaojun, LIU Fei, ZHU Tiedong, et al. Application of two-compartment sand filter in plug-milling operation of shale gas horizontal well [J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37(4): 54-56.
- [21] 辛勇亮. 威远地区页岩气水平井压裂工艺技术研究[J]. 油气井测试, 2017, 26(2): 64-67.
XIN Yongliang. Research of fracturing technology for shale gas horizontal well at Weiyuan area [J]. Well Testing, 2017, 26(2): 64-67.

编辑 刘振庆

第一作者简介: 廖刚, 男, 1983年出生, 硕士研究生, 工程师, 2010年毕业于西南石油大学油气井工程专业, 目前从事油气井试修测试研究与现场服务工作。电话: 028-86017418, 13550096019; Email: 357831591@qq.com。通信地址: 成都市成华区建设北路二段157号, 邮政编码: 610000。