

超高压酸性气井试气测试管柱优化设计

牟星洁, 牟小清

中石化西南石油工程有限公司井下作业分公司 四川德阳 618000

通讯作者: Email: 863820477@qq.com

项目支持: 中石化集团公司科技项目“超高压酸性气井试气关键技术研究”(P22048)

引用: 牟星洁, 牟小清. 超高压酸性气井试气测试管柱优化设计[J]. 油气井测试, 2025, 34(4): 46-51.

Cite: MOU Xingjie, MOU Xiaoqing. Optimized design of test string for gas testing in ultra-high-pressure sour gas wells [J]. Well Testing, 2025, 34(4): 46-51.

摘要 川东北超高压酸性气藏具有埋藏深、温度压力高和储层含有酸性气体等特点,在试气压裂施工中需要提高井下工具性能及优化施工方案,以满足该区域的试气需求。根据测试需求及储层地质条件,基于阀件结构及封隔器耐温耐压性能件优选5种测试阀件和5种测试封隔器;设计管柱核心结构,基于管柱抗拉、抗内压、抗挤安全系数优选油管,基于管柱力学分析优化油管组合,形成了一套适用于超高压酸性气井的试气测试管柱设计方法。经超高压 YB702 井成功应用,施工压力达 103~107 MPa,施工期间井下管柱安全可靠,求产获得工业气流。该技术在川东北茅口组试气施工中应用效果良好,具有一定的推广前景。

关键词 超高压;含硫天然气藏;试气测试;测试阀件;管柱优化;管柱力学分析;安全系数

中图分类号: TE37 **文献标识码**: B **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2025.04.008

Optimized design of test string for gas testing in ultra-high-pressure sour gas wells

MOU Xingjie, MOU Xiaoqing

Downhole Operation Company, Xinan Oilfield Service Corporation, SINOPEC, Deyang, Sichuan 618000, China

Abstract: Ultra-high-pressure sour gas reservoirs in northeastern Sichuan basin are characterized by deep burial, high temperature and pressure, and the presence of acidic gases. Well testing and fracturing operations in such environments require enhanced downhole tool performance and optimized operational plans to meet well testing demands. Based on testing requirements and reservoir geological conditions, five types of test valves and five types of test packers were selected according to their temperature and pressure resistance. The core string structure was designed by selecting tubing with optimal tensile, burst, and collapse safety factors, and tubing combinations were optimized through string mechanics analysis. This resulted in a complete string design methodology for gas testing in ultra-high-pressure sour gas wells. Field application in well YB702 under pressures ranging from 103 MPa to 107 MPa demonstrated that the string operated safely and reliably during the entire operation, delivering industrial gas flows during production testing. This technology has proven to be effective in well testing within Maokou formation in northeastern Sichuan basin and shows promising potential for broader application.

Keywords: ultra-high pressure; sour gas reservoir; gas testing; test valve; string optimization; string mechanics analysis; safety factor

向地球深部进军是我们必须解决的战略科技问题,深层油气资源勘探开发是开展地球深部探测的重要组成部分。近年来,世界新增油气储量 60% 来自深部地层。我国深层、超深层油气资源占全国油气资源总量的 34%,勘探潜力巨大。目前我国已在深层、超深层油气资源勘探开发研究方面取得了多项进展,但由于其埋藏深、超高温、超高压的特点,受构造复杂、储量品位低、产能低等因素影响,深层、超深层领域的高效开发仍面临诸多挑战。目前四川盆地勘探开发

的酸性气区块主要包括川西雷口坡组和川东北栖霞组、茅口组、灯影组、长兴组以及合川潼南区块茅口组、栖霞组。其中雷口坡组地层压力、温度相对较低,现有 APR 测试工具及工艺、以完井封+滑套+裸眼封分段为核心的完井投产一体化工具及工艺基本能满足试气要求。川东北茅口组、灯影组等超高压酸性气藏作为酸性气藏勘探开发中最难的部分,试气面临井深、高压、高温、含硫特征等复杂地质条件^[1],对石油工程技术持续创新,技术迭代进程提出更高要求^[2]。

测试管柱需在超深、高温、超高压条件下完成坐封、储层改造、排液、测试求产等工序,封隔器的密封有效性、阀件的有效性 & 管柱的安全性都面临巨大挑战。苏鏢等^[3-5]超高压气井测试过程中出现复杂情况的原因进行了分析,但未针对超深气井进行管柱设计。为了实现“下得去、坐得住、起得出、测得准”的目标^[6],优选测试工艺及测试工具,基于测试过程中管柱受力特征及影响因素^[7-8],优化设计管柱结构,形成适用于川东北茅口组超深、超高压酸性气井的测试管柱^[9-10]。

1 超高压酸性气井测试难点

(1)川东北茅口组、灯影组等酸性气藏具有储层埋藏深(超过 6 000 m),地压系数高达 2.1,破裂压力高达 101~128 MPa,压开难度大,压裂施工压力达 87.5~108 MPa,对管柱、工具的可靠性提出了严峻挑战;现有测试管柱工具通径小,限制改造排量难以突破 4 m³/min,制约了改造效果。此外,若要开展多层测试可能需要反复起下管柱、压井封层,导致试气施工周期长、压井作业次数多,降低试气效率,增加勘探成本^[11-12]。

(2)川东北茅口组、灯影组等酸性气藏储层深

度达 6 000 m 以上,地层压力高达 140 MPa,井口关井压力高达 120 MPa,且气藏含硫,以往适用于中浅井及常规深井的测试管柱结构的安全系数已无法满足规范要求。

(3)储层温度高达约 220 ℃,仅少数阀件及封隔器耐温性能能满足测试要求,但通常导致封隔器高挂,增大了测试风险。

(4)若需在超深小井眼井施工,常存在现有常规测试工具选择困难,且由此造成井下复杂的情况^[13]。

2 试气工具优选

根据试气目的、工具性能指标、操作原理、储层地质参数对测试阀件及封隔器进行优选。

2.1 试气阀件优选

APR 测试工具主要通过工具换位实现替液或井下关井的功能。常用工具主要包括 OMNI 阀、E 型阀、RDS 阀、RD 阀和安全替液阀,在测试过程中根据各个阀件的功能、操作模式、操作压力将各类阀件组合使用。在套管内径允许情况下尽量选择大尺寸测试阀件以降低酸压摩阻。各类阀件性能参数及特征见表 1。

表 1 测试阀件优选

Table 1 Optimal selection of test valves

名称	操作模式	能否重复操作	操作难度	故障率	井控风险	刺蚀风险	耐温/℃	耐压/MPa	外径/mm	内径/mm
OMNI 阀	压控多次	能	高	高	低	高	204	105	127/99	57/45
E 型阀	投球一次性	否	较低	较低	高	高	204	105	127/99	57/45
安全替液阀	压控单次	否	低	低	低	低	204	105	132/102	57/40
RDS 阀	压控单次	否	较低	低	低	低	204	105	132/102	57/38
RD 阀	压控单次	否	较低	低	低	低	204	105	132/102	57/38

2.2 封隔器优选

超高压酸性气井试气所用封隔器主要包括可取式封隔器和永久式封隔器两类,根据井身结构、

目的层地质参数、所选的测试工艺技术及各类封隔器坐封方式对封隔器进行优选,常用封隔器相关参数见表 2。

表 2 封隔器优选

Table 2 Optimal selection of packers

型号	耐温/℃	耐压/MPa	工具结构特点	坐封方式
RTTS 封隔器	>177	70	不自带旁通阀	机械坐封
CHAMP 封隔器	>177	105	自带旁通阀	机械坐封
Φ193.7 mm HPH 封隔器(带密封插管)	204	103.4	可通过解封工具解封	液压坐封
Φ139.7 mm MHR 封隔器(带密封插管)	37.78~204	103.4	无法解封,只能钻磨或磨铣	液压坐封
Φ193.7 mm MHR 封隔器(带密封插管)	4.4~162.78	68.95	无法解封,只能钻磨或磨铣	液压坐封

由于测试主要是以取得地层物性资料、评估区域地层储量及有利油气资源分布为目的,测试管柱需要在测试后提出井筒,而 RTTS 封隔器的特性就是可回收的,当油管内外压力平衡后,水力锚会回

缩,不再锚定套管,只需上提一定吨位即可解封封隔器,提出管柱。液压式封隔器的特点是打压时通过液压缸活塞推动胶筒坐封、卡瓦伸出,具有锁紧装置,一旦坐封完成了,要解封很困难,通常不容易

提出管柱,限制了资料的正常录取,因此一般是作为开发井或投产井管柱中使用,针对超高压气井施工泵压高达 108 MPa 的特点,尽量选取耐压差 103.4 MPa 的 HPH、MHR 封隔器以确保施工曲线在封隔器信封曲线内。由于目前主流的可取式封隔器为哈里伯顿 RTTS 封隔器,其工作压差主要为 70 MPa 系列,仅在较大套管如 $\Phi 177.8$ mm 及以上时,有 CHAMP 封隔器工作压差为 105 MPa。

3 超高压酸性气井试气测试工艺

基于封隔器及阀件的选择结果,设计对应的核心管柱结构,形成适用于不同测试目的和工况的不同的施工工艺。

3.1 测试管柱结构设计

目前常用超高压酸性气井试气技术主要根据是否能用于投产分为两大类:APR 测试工艺技术和试气完井一体化技术。单纯的 APR 测试工艺技术能快速获取井下资料,节约施工成本,以 APR 测试工具+丢手工具+测试封隔器/完井封隔器为管柱核心,其中 APR 三联作测试工期更短但存在卡枪、封隔器高挂的风险、且无法及时检查射孔效果;APR 两联作测试工期更长但能避免射孔爆轰效应对管柱安全性造成影响。试气完井一体化技术可在测试后快速投产,以 APR 测试工具+完井封隔器+暂堵球座为管柱核心结构;试气-暂闭-完井一体化技术较好地解决了测试后储层漏失起管柱困难、压井难等难题,降低井控风险,缩短单层试油完井作业周期^[14-15],以 APR 测试工具+丢手工具+井下关井阀+液压完井封隔器为管柱核心结构。根据储层深度、压力和温度,为了保证作业成功率,APR 测试工

具可考虑配置双 RD 阀和双 RDS 阀。为了抵消酸压施工和求产期间管柱部分轴向形变带来的荷载,可在管柱中加入拉伸、压缩状态伸缩节各一支,并根据封隔器坐封吨位及管柱中和点等因素优化设计伸缩短节位置^[16-17]。

3.2 油管强度安全标准

按照行业规程规范《Q/SH 0022-2013 川东北含硫化氢天然气井试气推荐作法》要求,测试管柱在空气中校核抗拉安全系数不小于 1.8,抗外挤安全系数不小于 1.25,抗内压安全系数不小于 1.25;按照《SY/T 6581-2012 高压油气井测试工艺技术规范》要求,测试管柱在空气中轴向抗拉安全系数应大于 1.6,抗挤安全系数应大于 1.4,开井、储层改造工况下全井管柱的相当应力强度安全系数应大于 1.6,其它工况下全井管柱的相当应力强度安全系数应大于 1.5。为了满足超高压、超深气井酸压要求,需选择厚壁油管,其抗拉安全系数会有所降低,超深气井封隔器过提解封时,所需管柱抗拉余量需大于 800 kN,反推管柱抗拉安全系数达到 1.56 即可。

3.3 测试管柱设计

针对超高压酸性气井地层压力极高,常规油管抗内压及抗拉安全系数难以同时满足规范要求的情况,首先考虑将壁厚 9.52 mm 油管作为第二级油管(以井口最大关井压力 121.6 MPa 为例,其下深达到 1 500 m 时抗内压安全系数能达到 1.25),其上部增加性能更好的油管,同时选择的油管在井口抗内压需达到安全系数 1.25 要求(即油管抗内压强度 80%需大于 121.6 MPa),调研性能强度参数更好的油管,主要为壁厚 12.09 mm、11.4 mm、10.92 mm、10.49 mm 油管,具体如表 3 所示。

表 3 加强油管数据表

Table 3 Strength parameters of thick-walled oil pipes

尺寸 /mm	钢级	扣型	壁厚 /mm	接箍外径 /mm	内径 /mm	重量 /(kg·m ⁻¹)	抗挤强度 /MPa	抗内压 /MPa	抗拉强度 /kN	最小上扣 扭矩/N·m	最佳上扣 扭矩/N·m	最大上扣 扭矩/N·m
88.9	110SS	BGT3	12.09	108	64.72	23.07	178.3	180.5	2 213	9 540	10 600	11 660
88.9	110SS	BGT3	11.40	108	66.10	21.88	169.5	170.3	2 106	9 030	10 030	11 030
88.9	110SS	BGT3	10.92	108	67.06	21.28	163.5	163.1	2 029	8 750	9 720	10 690
88.9	110SS	BGT3	10.49	108	67.92	20.39	157.9	156.6	1 960	8 500	9 440	10 380
88.9	110SS	BGT3	9.52	108	69.86	18.90	145.2	142.2	1 801	7 930	8 810	9 690
73.02	110SS	BGT3	7.82	88.9	57.38	12.80	145.2	142.2	1 215	4 740	5 270	5 800

为保证试气管串在超高压酸性气井采用的小尺寸尾管中的下入性,同时满足抗内压、抗拉安全系数要求,采用 88.9 mm×12.09 mm+88.9 mm×9.52 mm+73.02 mm×7.82 mm 油管组合。以测试管柱下入 7 000 m,88.9 mm×12.09 mm 和 88.9 mm×9.52

mm 油管一共下至 6 700 m,73.02 mm×7.82 mm 油管下入总长 300 m,88.9 mm×12.09 mm 油管不同下入深度对应管柱最低安全系数如图 1 所示(88.9 mm×12.09 mm 油管下部至 6 700 m 为 88.9 mm×9.52 mm 油管),88.9 mm×12.09 mm 油管使用

长度 1 000~2 500 m 时管柱空气中最低抗拉安全系数不低于 1.6,其中 88.9 mm×12.09 mm 油管使用长度为 1 100 m,1 200 m 时管柱空气中抗拉安全系数最高。对这一范围不同油管组合进行酸压、求产工况三轴安全系数模拟,各油管组合最低三轴安全系数工况结果如图 2 所示,88.9 mm×12.09 mm 使用长度 1 000~2 500 m 时,酸压、求产工况最低安全系数均大于 1.6,满足施工要求。

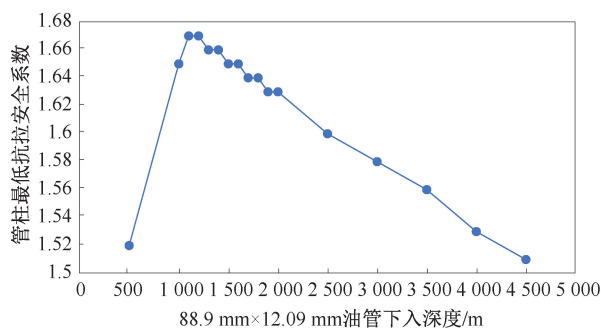


图 1 不同油管组合管柱最低抗拉安全系数

Fig. 1 Minimum tensile safety factor of different tubing composite string

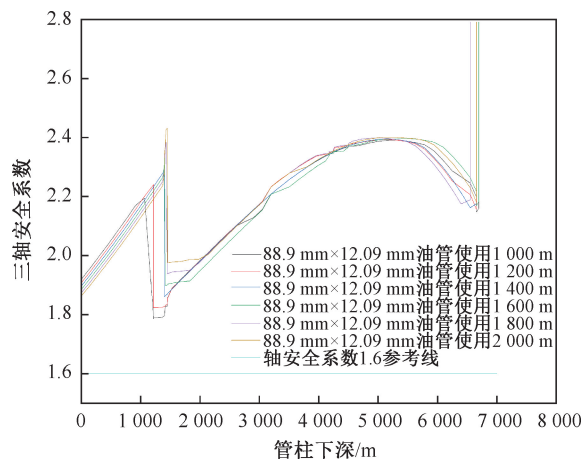


图 2 不同油管组合三轴安全系数

Fig. 2 Triaxial safety factor of different tubing combinations

4 现场应用

YB702 井测试层段茅三段-吴一段,层段 6 950.5~7 010 m,预测地层压力系数 2.1,地层压力 144 MPa(按储层垂深 7 000 m 计算),破裂压力约 98 MPa,地层温度 158 ℃。为了满足评价本井茅三段浅滩叠合岩溶缝洞储层和吴一段浅滩储层流体性质及产能,力争获得工业气流,取全取准流体、压力等测试资料,验证岩电关系,支持储量研究与申报、安全完成测试的目的,设计了以伸缩节+双 RDS 阀+双 RD 阀+HPH 完井封隔器为核心的测试管柱结构,封隔器位置 6 900 m。为了满足储层改造的要求,酸压施工限压 110 MPa、环空平衡限压 45 MPa,管柱最小内径 57 mm,预测最大排量 3 m³/min,选择 110SS 钢级油管进行短期测试,油管组合为 88.9×12.09 mm 油管 1 800 m+88.9×9.52 mm 油管 4 600 m+73×7.82 mm 油管 600 m。从最不利情况出发,对空气中管柱抗拉强度、酸压工况管柱抗内压强度、气举全掏空工况管柱抗挤强度校核如表 4 所示,均满足规范要求。

管柱三轴应力管柱所受综合应力,是轴向、径向、周向三个方向应力相互作用的结果,经典计算公式如式(1)所示^[18],三轴应力安全系数计算公式如式(2)所示,利用 wellcat 对管柱进行不同工况下的力学行为分析,软件模拟结果如图 3 所示,该管柱结构在酸压及求产各工况下管柱三轴安全系数均不低于 1.6,满足施工要求。

$$\alpha_{vm} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{[(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2]} \quad (1)$$

$$\alpha_{\text{三轴}} = \frac{\alpha_s}{\alpha_{vm}} \quad (2)$$

表 4 YB702 井管柱抗拉强度校核表

Table 4 Tensile strength check table of the testing string in well YB702

尺寸 /mm	钢级	壁厚 /mm	内径 /mm	重量 / (kg·m ⁻¹)	使用长度 /m	管柱底界 /m	抗外挤强度 /MPa	抗拉强度 /kN	抗内压强度 /MPa	空气中抗拉安全系数	管柱重量 /kN	剩余拉力 /kN	抗内压安全系数(酸压工况)	抗外挤安全系数(全掏空工况)
88.9	110SS	12.09	64.72	23.07	1 800	1 800	178.3	2 213	180.5	1.66	1 334.23	878.77	2.77	10.10
88.9	110SS	9.52	69.86	18.90	4 600	6 400	145.2	1 801	142.2	1.94	927.28	949.00	2.18	2.31
73	110SS	7.82	57.36	12.80	600	7 000	145.2	1215	142.2	93.01	75.26	1 139.70	2.18	2.15

式中: α_{vm} 为管柱三轴应力, Pa; σ_a 为管柱轴向应力, Pa; σ_t 为管柱周向应力, Pa; σ_r 为管柱径向应力, Pa; α_s 为管柱许用应力, Pa。

施工过程中,管柱经历替浆、坐封、酸压、排液、

气举、求产,顺利完成测试,未出现管柱断脱、窜漏、工具失效等复杂情况:①反循环替浆,最高泵压 38 MPa;②油管内在 2.3 g/cm³ 泥浆条件下打压 30 MPa 坐封封隔器、环空在 1.5 g/cm³ 泥浆条件下

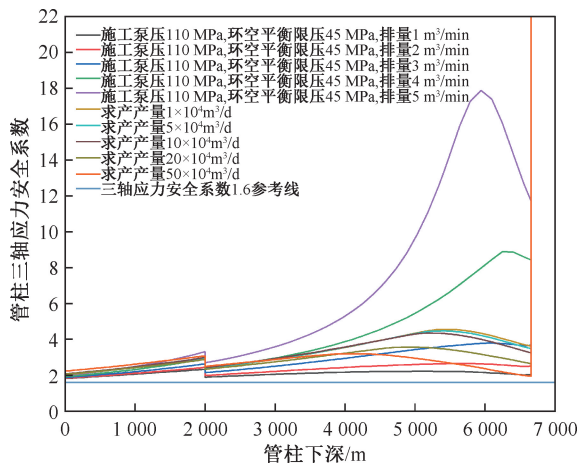


图3 YB702井三轴安全系数校核

Fig. 3 Triaxial safety factor check of the testing string in well YB702

打压 42 MPa 验封合格, 油管内继续加压至 43.7 MPa 剪切球座; ③酸压施工(施工压力 103~107 MPa, 平衡压 25~35 MPa, 施工排量 1.0~1.5 m³/min, 入地液量 503 m³); ④先后采用 6、8、10 mm 油嘴控制排液, 开井油压 89.9 MPa; ⑤采用 Φ44.45 mm 连续油管气举, 气举后返排率达 99.8%; ⑥采用垫圈流量计求产、计算天然气产量 0.238 0×10⁴ m³/d。

5 结论

(1) 针对超高压酸性气井试气储层埋深超过 6 000 m, 地压系数高达 2.1, 破裂压力高达 101~128 MPa, 压开难度大, 压裂施工压力达 87.5~108 MPa 等地质条件、井筒条件及测试工具的性能参数, 优选了适用于各类井筒及工艺的阀件及封隔器组合。

(2) 针对不同试气目的优选 APR 测试工艺技术和试气完井一体化技术, 形成与之对应的 APR 测试工具+丢手工具+测试封隔器/完井封隔器、APR 测试工具+完井封隔器+暂堵球座及 APR 测试工具+丢手工具+井下关井阀+液压完井封隔器三类核心管柱结构。

(3) 基于管柱抗拉安全系数不低于 1.56、抗内压安全系数不低于 1.25、抗挤安全系数不低于 1.25 及各工况下管柱三轴安全系数不低于 1.6 的要求优选适用于超高压酸性气井测试的油管, 并对管柱结构进行优化设计, 满足超高压酸性气井测试要求。

致谢:感谢西南石油工程有限公司井下作业分公司工程技术部同意本文公开发表。感谢任俊松、赵文雯等人在论文修改方面给予的帮助。

参考文献

- [1] 何世云. 四川超深海相气藏探井测试难点及对策[J]. 钻采工艺, 2020, 43(3): 34-37.
HE Shiyun. Difficulties and countermeasures for exploration well testing in ultra-deep marine gas reservoirs in Sichuan [J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(3): 34-37.
- [2] 陈超峰, 江武, 米红学, 等. 高温高压深井测试技术在准噶尔盆地高探 1 井的应用[J]. 钻采工艺, 2020, 43(2): 119-122.
CHEN Chaofeng, JIANG Wu, MI Hongxue, et al. Application of high temperature and high pressure deep well testing technology in well Gaotan 1 in Junggar basin [J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(2): 119-122.
- [3] 苏鏢, 赵祚培, 杨永华. 高温高压高含硫气井完井试气工艺技术与应用[J]. 天然气工业, 2010, 30(12): 53-56.
SU Biao, ZHAO Zuopei, YANG Yonghua. Completion and gas testing process technology and its application for high-temperature, high-pressure and high-sulfur gas wells [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(12): 53-56.
- [4] 唐瑞江, 李文锦, 王勇军, 等. 元坝气田超深高含硫气井测试及储层改造关键技术[J]. 天然气工业, 2011, 31(10): 32-35.
TANG Ruijiang, LI Wenjin, WANG Yongjun, et al. Key technologies for testing and reservoir stimulation of ultra-deep and high-sulfur gas wells in Yuanba gas field [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(10): 32-35.
- [5] 伍强, 陈波, 刘生国. 四川盆地超深高压含硫气井测试管柱设计方法[J]. 油气井测试, 2022, 31(1): 17-21.
WU Qiang, CHEN Bo, LIU Shengguo. A design method of test string for ultra-deep and high-pressure sour gas well in Sichuan basin [J]. Well Testing, 2022, 31(1): 17-21.
- [6] 苏义脑, 路保平, 刘岩生, 等. 中国陆上深井超深井钻完井技术现状及攻关建议[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(5): 527-542.
SU Yinao, LU Baoping, LIU Yansheng, et al. Status and research suggestions on the drilling and completion technologies for onshore deep and ultra deep wells in China [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(5): 527-542.
- [7] 潘登, 谢胜, 舒梅, 等. 复杂深井地层测试的难点及管柱结构的应对策略[J]. 钻采工艺, 2021, 44(4): 63-67.
PAN Deng, XIE Sheng, SHU Mei, et al. Difficulties in formation testing of complex deep wells and strategy for string structure [J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44(4): 63-67.
- [8] 牟易升. “三超”油气井油管柱工作力学行为研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2019: 25-27.
MOU Yisheng. The study on mechanical behavior of tubing

- string in the “three-ultra” oil and gas well [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019:25-27.
- [9] 何兵. 超深气井完井管柱屈曲行为影响因素与防治措施 [J]. 当代化工研究, 2022(16):104-106.
HE Bing. Influencing factors and prevention measures of buckling behavior of completion string in ultra-deep gas wells [J]. Modern Chemical Research, 2022(16): 104-106.
- [10] 毛良杰, 张孝诚, 代清, 等. 高压高产气井测试管柱螺纹安全分析 [J]. 石油机械, 2022, 50(3): 146-152.
MAO Liangjie, ZHANG Xiaocheng, DAI Qing, et al. Safety analysis of testing string in high-pressure and high production gas wells [J]. China Petroleum Machinery, 2022, 50(3): 146-152.
- [11] 蔡守林, 牟建成, 张丕论, 等. 高温高压深井试油完井问题分析 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2012, 33(16):108.
CAI Shoulin, MOU Jiancheng, ZHANG Pilun, et al. Analysis of problems in oil testing and completion of high-temperature and high-pressure deep wells [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2012, 33(16): 108.
- [12] 翟振雨. 油气井测试工艺新趋势及新技术介绍 [J]. 化工设计通讯, 2021, 47(1):2.
ZHAI Zhenyu. Introduction to the new trends and new technologies of oil and gas well testing technology [J]. Chemical Engineering Design Communications, 2021, 47(1): 2.
- [13] 温杰文. 超深小井眼地层测试工艺技术研究及应用 [J]. 钻采工艺, 2019, 42(6):50-53.
WEN Jiewen. Research and application of formation test technology in ultra-deep slimholes [J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(6): 50-53.
- [14] 赵益秋. 试油完井一体化技术在“三超”气井中的应用 [J]. 钻采工艺, 2017, 40(3):53-56.
ZHAO Yiqiu. Application of integrated testing-completion technology in 3-ultra wells [J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(3): 53-56.
- [15] 庞振力, 彭勇, 黄忠辉, 等. KT1 井四阀一封裸眼地层测试技术 [J]. 油气井测试, 2023, 32(2):19-23.
PANG Zhenli, PENG Yong, HUANG Zhonghui, et al. Four-valve-one-packer open-hole testing technology for well KT1 [J]. Well Testing, 2023, 32(2): 19-23.
- [16] 陈科. 超深井中带伸缩节测试管柱校核方法 [J]. 天然气勘探与开发, 2024, 47(6):87-94.
CHEN Ke. A checking method for test string with expansion joints in ultra-deep wells [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2024, 47(6): 87-94.
- [17] 贺秋云, 黄靖富, 吴军. 高温高压井 APR 试油测试管柱中伸缩管作用机理分析 [J]. 钻采工艺, 2022, 45(5):75-79.
HE Qiuyun, HUANG Jingfu, WU Jun. Study on contribution of slip-joint to the APR well testing string in HPHT well [J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45(5): 75-79.
- [18] 周泽宇. 高温高产超深井多管柱力学研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2018:55-59.
ZHOU Zeyu. Study on multi-column mechanics in high-temperature and yield ultra-deep well [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018:55-59.

编辑 方志慧

第一作者简介:牟星洁,女,1994年出生,工程师,硕士,2019年毕业于西南石油大学油气储运工程专业,现从事天然气井试气设计编写及相关研究工作。电话:18117967907,Email:863820477@qq.com。通信地址:四川省德阳市旌阳区金沙江西路699号中国石化井下作业分公司,邮政编码:618000。