

# 川南页岩气套管变形井桥塞射孔联作技术

李陪<sup>1</sup>, 曾波<sup>2</sup>, 杨登波<sup>1</sup>, 陆应辉<sup>1</sup>, 聂靖雯<sup>1</sup>, 聂华富<sup>1</sup>

1. 中国石油集团测井有限公司西南分公司 重庆 400021  
2. 中国石油集团西南油气田分公司页岩气研究院 四川成都 610051

通讯作者: Email: lipei\_cj@cnpc.com.cn

项目支持: 中国石油勘探与生产分公司科技项目“水平井分段压裂体积改造技术 V2.0 现场试验——西南页岩气水平井体积改造技术提升攻关与现场试验”(2022ZS0603)

引用: 李陪, 曾波, 杨登波, 等. 川南页岩气套管变形井桥塞射孔联作技术[J]. 油气井测试, 2023, 32(3): 37-42.

Cite: LI Pei, ZENG Bo, YANG Dengbo, et al. Bridge plug perforation joint operation technology for casing deformed well of shale gas in South Sichuan [J]. Well Testing, 2023, 32(3): 37-42.

**摘要** 套变井桥塞-射孔联作施工过程中, 工程事故率增高、施工时效降低、井控安全风险增大、施工质量难以得到保证。统计川南地区近两年套管变形井的桥射联作施工情况, 分析了套管变形井的射孔难点, 提出了针对性的射孔方法, 对不同程度套管变形井优选了各型桥射联作管串, 通过开发的“泵送程序设计”软件对管串泵送程序进行了优化, 形成有效的套变井桥射联作技术。L203HX-2 井出现套管变形后, 采用推荐的 73 型射孔器+ $\phi 85$  mm 桥塞管串进行作业, 通过优化管串泵送程序, 成功进行了套管变形井段的桥射联作施工。该技术能为其他套管变形井的桥射联作施工提供技术支持, 具有一定的推广价值。

**关键词** 页岩气; 水平井; 套管变形; 射孔方法; 桥射联作; 管串; 泵送程序; 优化

**中图分类号**: TE257      **文献标识码**: B      **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.03.008

## Bridge plug perforation joint operation technology for casing deformed well of shale gas in South Sichuan

LI Pei<sup>1</sup>, ZENG Bo<sup>2</sup>, YANG Dengbo<sup>1</sup>, LU Yinghui<sup>1</sup>, NIE Jingwen<sup>1</sup>, NIE Huaifu<sup>1</sup>

1. Southwest Branch, China Petroleum Logging Co., Ltd., Chongqing 400021, China  
2. Shale Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China

**Abstract:** In the construction process of plug and perforating operation in casing deformation wells, engineering accident rate increases, construction time and efficiency decreases, well control safety risk increases, and construction quality is difficult to be guaranteed. According to the plug and perforating operation statistics of the casing deformation wells in Southern Sichuan in recent two years, analyzed the perforation difficulty, proposed the specific perforation method, selected several pumping strings of plug and perforation operation of the casing deformation wells with various degrees, optimized the pumping program through the software “Pumping Program Design”, finally formed the effective plug and perforating operation technique for casing deformation wells. Casing deformation appeared in well L203HX-2, then the 73perforator +  $\phi 85$  mm plug strings recommended was used in construction, and the pumping program was optimized, finally plug-perforation operation in casing deformation section was successfully performed. This technique can provide technical support for other plug-perforation operation in casing deformation wells, it has certain promotion value.

**Keywords:** shale gas; casing deformation; horizontal wells; perforation method; plug and perforating operation; strings; pumping procedure; optimization

在川南地区页岩气水平井加砂压裂改造过程中, 套管变形(以下简称套变)问题日趋严重, 给桥塞射孔联作(以下简称桥射联作)施工带来极大安全隐患, 同时大大降低了施工时效, 影响整体施工进度<sup>[1-2]</sup>。童亨茂等<sup>[3]</sup>认为套管变形是在注水压裂过程中, 流体压力传递到断层和裂缝面上, 诱发地层产生剪切滑移并作用到套管上使其发生变形

的结果; 陈朝伟等<sup>[4-7]</sup>针对套管变形问题, 通过对长宁宁 201 井区 67 处套管变形点与 256 条裂缝带做相关性分析, 找出了发生套管变形和未发生套管变形的裂缝带方位的分布规律, 认为套管变形是由水力压裂诱发裂缝带滑动引起的, 并完善了套变防治措施, 使得川南地区的页岩气水平井的套变发生率得到一定控制, 但是套变仍然无法消

除;何登发等<sup>[8-10]</sup>通过对四川盆地威荣页岩气田、长宁页岩气开发区的地质条件进行研究,对套管变形严重的水平井开展 24 臂井径等一系列方式进行测量分析,得到了套管变形的形态特征,提出了工程应对方案;田中兰等<sup>[11]</sup>从井筒完整性方面入手,针对页岩气水平井的特点,从设计、施工工艺等方面提出了井筒完整性控制对策;席岩等<sup>[12]</sup>研究表明对于套管来说,剪切变形是主要破坏形式,断层滑移后套管最小内径出现在套管滑移面附近;王海东等<sup>[13-17]</sup>认为泵送分簇射孔工艺作为水平井加砂压裂改造的重要工序,其利用电缆传输分簇射孔管串,并通过水力泵送方式将管串输送至目的层位,从而完成桥塞分段与多簇射孔;肖勇军等<sup>[18-20]</sup>基于川南页岩气水平井套管变形严重的问题,介绍了利用 CCL 信号曲线与井口电缆张力变化快速判别套管变形井中泵送遇阻、遇卡的方法,分析了在不同井斜角水平井段内泵送常规分簇射孔管串与小外径分簇射孔管串时,泵送排量与速度的匹配关系,认为下一步需要完善套管变形井中桥射联作技术。因此,在套管变形无法完全消除时,对套变井段的桥射联作需明确管串数据及泵送施工参数,形成有效的套变井桥射联作技术,确保作业安全高效。

表 2 小外径管串泵送施工参数  
Table 2 Pumping parameter of the small external diameter strings

管串组合	施工段次	最大排量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$ )	平均最大泵送排量 /( $\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$ )	最高泵送施工 井口压力/MPa	泵送成功率/ %
φ88 mm 桥塞+73/80 型分簇射孔器	198	3.8	3.21	93	89.9
φ85 mm 桥塞+73 型分簇射孔器	41	3.8	3.66	86	85.3

分析近两年川南地区套变井桥射联作施工作业,发现套变井射孔存在以下难点:

- (1)对套变的产生位置难以预判,导致桥射联作施工过程中容易出现泵送管串遇阻、遇卡;
- (2)在确认套管出现变形后,如何优选射孔管串从而保证施工质量;
- (3)相较于常规管串,在套变井泵送小外径管串,泵送排量增大、井口压力升高,井控风险陡增;
- (4)在泵送小外径管串过程中,随着泵送排量的提高,管串运行速度、电缆下放速度不易匹配,导致管串一端电缆变形损伤风险增大,可能出现弯曲、弯折、打扭、打结、钢丝断裂等现象,一旦电缆受损,会进一步导致电缆在井口防喷设备控制头处遇卡;
- (5)在小外径管串仍然不能泵送到施工设计深

1 套变井射孔难点分析

统计川南地区某页岩区块体积压裂改造水平井套管变形后的最小内径范围(φ139.7 mm 套管,内径 φ114.3 mm),90%的套管变形井最小内径≥φ92 mm(见表 1)。

表 1 X 区块压裂改造水平井套管变形后的最小内径范围  
Table 1 Range of minimum internal diameter of the casing deformation wells after fracturing in X area

内径范围/mm	比例/%
<92	10
92 ~ 102	30
102 ~ 108	28
≥108	32

发生套管变形后,通常根据套管变形程度选择更小外径管串进行变形井段桥射联作施工。统计近两年在川南地区套变井段中使用小外径泵送管串(管串最大外径分别为 88 mm、85 mm)的桥射联作施工情况,在两百余段次施工中,最大泵送排量达到 3.8  $\text{m}^3/\text{min}$ ,平均最大泵送排量分别为 3.21  $\text{m}^3/\text{min}$ 、3.66  $\text{m}^3/\text{min}$ ,而常规管串泵送排量通常在 1.8 ~ 2.4  $\text{m}^3/\text{min}$ 。在泵送失败以及泵送成功到位的案例中,均存在大排量泵送造成电缆螺旋弯曲、弯折、打扭、打结等复杂情况(见表 2)。

度的情况下,如何对套变井段进行射孔施工确保水平井压裂改造不丢段。

总的来说,套变井桥射联作施工过程中,工程事故率增高、施工时效降低、井控安全风险增大、施工质量难以得到保证。

2 套变井射孔方法选择

分析川南地区 139.7 mm 套管井套变后施工,针对套变井的射孔方法选择如下:

- (1)发生疑似套变导致泵送遇阻未遇卡,起出管串进行大排量洗井后尝试泵送。
- (2)若发生疑似套变导致泵送遇阻且遇卡,采用原地坐封可溶桥塞的方式解卡,起出管串后,使用连续油管进行钻塞通井,进行连续油管传输存储式多臂井径测井,根据井径测量结果,选择合适外

径(73 mm、60 mm、51 mm、40 mm)的射孔管串对所有套变井段进行连续油管传输分簇射孔,射孔完成后对套变井段进行投球暂堵压裂。另一种处置方式则是解卡起出管串后,泵注一定的助溶剂溶解桥塞,再进行大排量洗井,尝试泵送 89 型分簇射孔器及小外径可溶桥塞,若顺利通过套变点,则正常进行加砂压裂;如果再次在原位置发生遇卡情况,则尝试泵送 80/73 型分簇射孔器及小外径  $\phi 88/\phi 85$  mm 可溶桥塞;如果 80/73 型分簇射孔器及小外径  $\phi 88/\phi 85$  mm 可溶桥塞泵送不成功,则采用连续油管分簇射孔及投球暂堵压裂。

(3)套变井段合压完成后,后续段恢复桥射联作及分段压裂施工。

套变井中的射孔方法需按照各区块的实际情况进行选择,当确定井筒条件满足小外径管串泵送的情况下,则需对套变井桥射联作管串进行优选,同时优化泵送程序,降低泵送施工风险。

3 套变井桥射联作技术及应用

在套变井进行桥射联作施工过程中,最关键的就是水平井段泵送阶段,因此需优选套变井桥射联作管串,优化套变井桥射联作管串泵送程序设计,

尽可能减少工程复杂带来的各种安全风险。

3.1 套变井桥射联作管串优选

分析套变井桥射联作施工数据,确立套变井桥射联作管串选型原则:

(1)桥塞选型:为了确保泵送过程中若出现管串遇阻遇卡时,卡点在桥塞处便于管串解卡处置,桥塞外径应为整个管串外径最大处,桥塞外径应比套管最小通径小 10 mm 以上;

(2)桥塞工具选型:综合考虑桥塞尺寸、坐封行程、所需丢手力以及泵送作业预测最大井底压力等参数,同时避免管串遇卡位置在坐封筒处这一风险,坐封筒外径应比桥塞外径小 2 mm 以上;

(3)射孔器选型:根据射孔作业技术规范,射孔器外径应比套管最小通径小 15 mm 以上。

综合现阶段套变井桥射联作实践,管串组合有: $\phi 92$  mm/ $\phi 88$  mm/ $\phi 85$  mm 桥塞+80 型分簇射孔器, $\phi 88$  mm/ $\phi 85$  mm 桥塞+73 型分簇射孔器,见表 3。根据泵送施工井底压力选择合适承压等级的分簇射孔器和桥塞坐封工具,针对浅层页岩气选择承压等级为 105 MPa 器材、工具,深层页岩气则选择 140 MPa 器材、工具,其中 10#桥塞坐封工具外径分别为 70 mm、83 mm。

表 3 套变井桥射联作管串

Table 3 Strings of plug and perforation operation in casing deformation wells		
套变内径范围	管串组合	管串具体结构
$\geq \phi 102$ mm	$\phi 92$ mm 桥塞+80 型分簇射孔器	打捞头+穿芯加重+磁性定位器+80 型分簇射孔器+10#桥塞坐封工具+ $\phi 92$ mm 桥塞
$\phi 98 \sim \phi 102$ mm	$\phi 88$ mm 桥塞+80/73 型分簇射孔器	打捞头+穿芯加重+磁性定位器+80/73 型分簇射孔器+10#桥塞坐封工具+ $\phi 88$ mm 桥塞
$\phi 95 \sim \phi 102$ mm	$\phi 85$ mm 桥塞+73 型分簇射孔器	打捞头+穿芯加重+磁性定位器+80/73 型分簇射孔器+10#桥塞坐封工具+ $\phi 85$ mm 桥塞

3.2 套变井桥射联作泵送程序设计

套变井桥射联作泵送的主要参数有:泵送排量、泵送速度及井口电缆张力。为了掌握不同井筒参数条件下各种外径管串组合的合理泵送参数,开发了“泵送程序设计”软件,通过此软件模拟计算桥射联作泵送速度-排量推荐参数,同时能够明确管串在井筒内的受力情况,优化套变井桥射联作泵送程序设计。

以 L203HX-1 井作为模拟井,其井深与井斜的关系曲线见图 1。原施工设计中桥射联作管串最大外径为 100 mm;模拟该井出现套变情况后,使用各型小外径管串进行施工,设计管串最大外径分别为 85 mm、88 mm、92 mm。分别对原管串以及套变情况下的小外径管串进行泵送程序优化设计,设计泵送速度 2 500 m/h,泵送程序设计结果见图 2(a、b、c、d)。

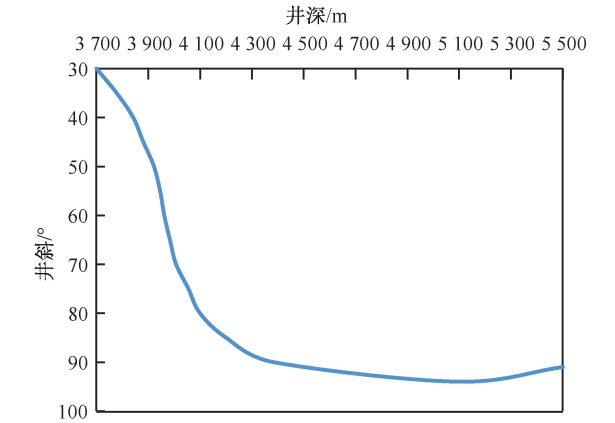


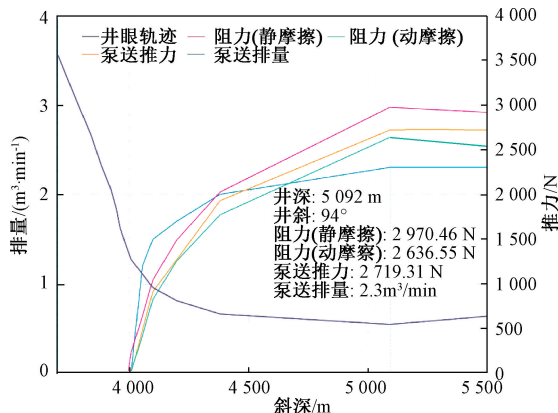
图 1 L203HX-1 井井眼轨迹曲线图  
Fig. 1 Well path diagram of L203HX-1

从图 2 可以看出,在该井最大井斜 94°、斜深 5 092 m 处,原外径 100 mm 管串模拟泵送排量为 2.3 m<sup>3</sup>/min,管串外径分别设置为 85 mm、88 mm、92 mm,模拟出泵送排量分别为 2.8 m<sup>3</sup>/min、2.7

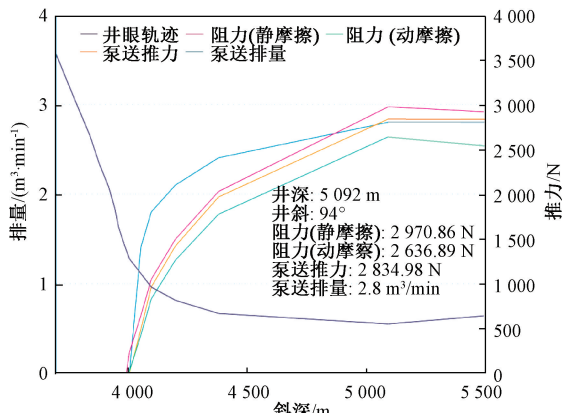


$\text{m}^3/\text{min}$ 、 $2.6 \text{ m}^3/\text{min}$ 。“泵送程序设计”软件能够模拟出管串泵送排量、管串所受推力以及阻力(包括

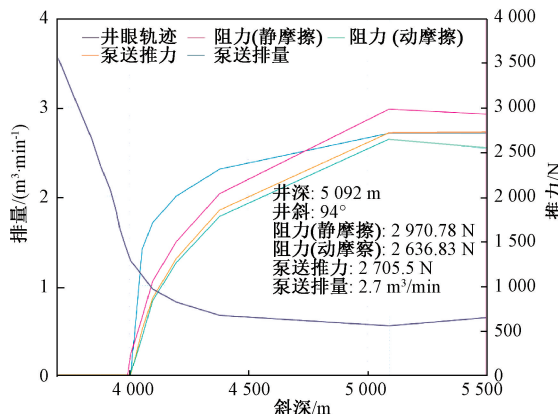
动摩擦和静摩擦)等参数,通过对比分析能够为各型尺寸管串的泵送参数进行优化设计。



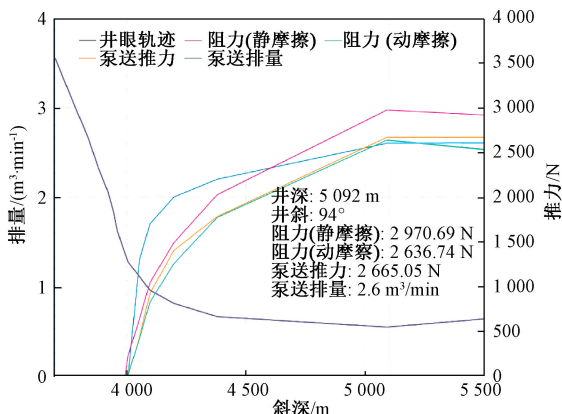
a. 管串最大外径为100 mm



b. 管串最大外径为85 mm



c. 管串最大外径为88 mm



d. 管串最大外径为92 mm

图2 (a、b、c、d) 不同外径管串泵送程序模拟

Fig. 2 (a、b、c、d) Pumping procedure simulation of strings with different external diameters

### 3.3 现场应用

以 L203HX-2 井为例,原桥射联作施工设计使用  $\phi 98 \text{ mm}$  桥塞+89 型分簇射孔器,管串组合为: $\phi 60 \text{ mm}$  打捞头+ $\phi 73 \text{ mm}$  CCL+ $\phi 89 \text{ mm}$  11 簇射孔枪+ $\phi 95 \text{ mm}$  坐封工具+ $\phi 98 \text{ mm}$  桥塞。第 2~7 段桥射联作施工中未出现泵送异常,管串泵送施工最大排量为  $2.4 \text{ m}^3/\text{min}$ ,泵送平均速度为  $3 500 \text{ m/h}$ 。

在该井第 8 段桥射联作施工过程中,管串泵送至井深  $4 805 \text{ m}$  (井斜  $87.01^\circ$ ) 时出现遇阻遇卡,距该段设计桥塞坐封深度  $5 109 \text{ m}$  差  $304 \text{ m}$ 。采取原地坐封可溶桥塞方式解卡,泵注助溶剂使桥塞溶解后,决定采用  $\phi 85 \text{ mm}$  桥塞+73 型分簇射孔器进行变形段桥射联作施工,管串组合为: $\phi 60 \text{ mm}$  打捞头+ $\phi 73 \text{ mm}$  CCL+ $\phi 73 \text{ mm}$  11 簇射孔枪+ $\phi 70 \text{ mm}$  坐封工具+ $\phi 85 \text{ mm}$  桥塞。使用“泵送程序设计”软件对该管串( $\phi 85 \text{ mm}$  桥塞+73 型分簇射孔器)进行泵送程序设计,设计泵送速度  $3 000 \text{ m/h}$ ,设计泵送最大排量  $3.2 \text{ m}^3/\text{min}$ 。最终按照上述设计参数顺利完成套

变井段(第 8~15 段)桥射联作施工,实际泵送最大排量为  $3.0 \sim 3.4 \text{ m}^3/\text{min}$ ,泵送平均速度为  $2 900 \text{ m/h}$ 。对比设计泵送参数和实际泵送参数,充分验证了“泵送程序设计”软件的可靠性。

综合分析套变井内小外径管串的泵送情况,并结合“泵送程序设计”软件模拟情况,建议套变井泵送全过程中应当保持泵送速度不变,同时采取不留电缆余量的方式进行泵送,这样,既能确保管串运行全过程通畅,同时能防止在大排量冲刷下,管串和电缆运行瞬时速度不匹配造成电缆产生螺旋弯曲、弯折、打扭、打结等不可逆受损。因此在实际泵送过程中,管串运行速度降低或电缆余量增加的情况下适当增加排量,同时根据泵送压力变化情况判断井筒情况,减少管串在套变井段卡死的复杂发生。

建议泵送速度保持在  $3 000 \text{ m/h}$ ,设计最大泵送排量不超过  $3.6 \text{ m}^3/\text{min}$ ,泵送张力在安全可控范围内。推荐各不同外径管串组合的泵送参数设计见表 4。

表 4 不同外径管串组合的泵送参数推荐

Table 4 Pumping parameter recommended for strings with different external diameters

套变内径范围	管串组合	最大泵送排量/(m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )	泵送速度/(m·h <sup>-1</sup> )
≥φ102 mm	φ92 mm 桥塞+80 型分簇射孔器	2.6~3.2	3 000
φ98 ~ φ102 mm	φ88 mm 桥塞+73/80 型分簇射孔器	2.8~3.4	3 000
φ95 ~ φ102 mm	φ85 mm 桥塞+73/80 型分簇射孔器	3.0~3.6	3 000

4 结论

(1)统计川南地区近两年套变井桥射联作施工情况,分析得出套变会导致桥射联作工程事故率增高、施工时效降低、井控安全风险增大、施工质量难以得到保证等射孔难点,并提出了针对性的射孔方法选择。

(2)对不同程度套管变形井优选了各型桥射联作管串,并优化了套变井桥射联作泵送程序设计,形成针对套变井的桥射联作技术。

(3)桥射联作施工效率高成本低,是现阶段页岩气开发中首选的射孔作业方式,但套变井中桥射联作存在其局限性,仍需要进一步探索新的作业工具、作业方式,弥补桥射联作的不足。

致谢:感谢中国石油集团测井有限公司西南分公司提供技术支持。

参考文献

[1] 黄永智,李轩,戴昆,等. 页岩气生产套管损坏原因浅析与推荐解决方案[J]. 石油管材与仪器,2020,6(4): 82-85.

HUANG Yongzhi,LI Xuan, DAI Kun,et al. Damage causes and solutions for shale gas production casing [J]. Petroleum Tubular Goods & Instruments,2020,6(4):82-85.

[2] 张忠铎,董晓明. 页岩气井套管变形原因分析及选材设计[J]. 石油管材与仪器,2020,6(4): 24-29,37.

ZHANG Zhonghua, DONG Xiaoming. Deformation analysis and material design of production casing for shale gas well [J]. Petroleum Tubular Goods & Instruments,2020,6(4): 24-29,37.

[3] 童亨茂,张平,张宏祥,等. 页岩气水平井开发套管变形的地质力学机理及其防治对策[J]. 天然气工业,2021, 41(1):189-197.

TONG Hengmao,ZHANG Ping,ZHANG Hongxiang,et al. Geomechanical mechanisms and prevention countermeasures of casing deformation in shale gas horizontal wells [J]. Natural Gas Industry,2021,41(1):189-197.

[4] 陈朝伟,曹虎,周小金,等. 四川盆地长宁区块页岩气井套管变形和裂缝带相关性[J]. 天然气勘探与开发, 2020,43(4):123-130.

CHEN Zhaowei,CAO Hu,ZHOU Xiaojin,et al. Correlation between casing deformation and fracture zones in Changning

shale gas block, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development,2020,43(4):123-130.

[5] 陈朝伟,黄锐,曾波,等. 四川盆地长宁页岩气区块套管变形井施工参数优化分析[J]. 石油钻探技术,2021,49 (1):93-100.

CHEN Zhaowei,HUANG Rui,ZENG Bo,et al. Analysis and optimization of construction parameters for preventing casing deformation in the changning shale gas block, Sichuan basin[J]. Petroleum Drilling Techniques,2021,49 (1):93-100.

[6] 陈朝伟,房超,朱勇,等. 四川页岩气井套管变形特征及受力模式[J]. 石油机械,2020,48(2),126-134.

CHEN Zhaowei,FANG Chao,ZHU Yong,et al. Deformation characteristics and stress modes of casings for shale gas wells in Sichuan [J]. China Petroleum Machinery,2020,48 (2),126-134.

[7] 陈朝伟,项德贵. 四川盆地页岩气开发套管变形一体化防控技术[J]. 中国石油勘探,2022,27(1),135-141.

CHEN Zhaowei,XIANG Degui. Integrated prevention and control technology of casing deformation in shale gas development well in Sichuan basin [J]. China Petroleum Exploration,2022,27(1),135-141.

[8] 赵祚培,钟森,郑平,等. 页岩气水平井套管变形防治技术[J]. 天然气技术与经济,2020,14(6):47-52.

ZHAO Zuopei,ZHONG Sen,ZHEN Ping,et al. Casing deformation prevention and control technologies for shale gas horizontal wells and their application [J]. Natural Gas Technology and Economy,2020,14(6):47-52.

[9] 何登发,鲁人齐,黄涵宇,等. 长宁页岩气开发区地震的构造地质背景[J]. 石油勘探与开发,2019,46(5):993-1006.

HE Dengfa,LU Renqi,HUANG Hanyu,et al. Tectonic and geological background of the earthquake hazards in Changning shale gas development zone, Sichuan basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46 (5):993-1006.

[10] 李留伟,王高成,练章华,等. 页岩气水平井生产套管变形机理及工程应对方案——以昭通国家级页岩气示范区黄金坝区块为例[J]. 天然气工业,2017,37(11): 91-99.

LI Liuwei,WANG Gaocheng, LIAN Zhanghua, et al. Deformation mechanism of horizontal shale gas well production casing and its engineering solution: A case study on the Huangjinba block of the Zhaotong national shale gas demonstration zone [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37 (11):91-99.

[11] 田中兰,石林,乔磊. 页岩气水平井井筒完整性问题及

- 对策[J]. 天然气工业, 2015(9): 70-76.
- TIAN Zhonglan, SHI Lin, QIAO Lei, et al. Research of and countermeasure for wellbore integrity of shale gas horizontal well[J]. Natural Gas Industry, 2015(9): 70-76.
- [12] 席岩, 李军, 李方园, 等. 断层滑移剪切套管变形内径变化规律研究[J]. 石油管材与仪器, 2020, 6(4): 38-40.
- XI Yan, LI Jun, LI Fangyuan, et al. Variation of inner diameter after casing shear deformation induced by fault slippage[J]. Petroleum Tubular Goods & Instruments, 2020, 6(4): 38-40.
- [13] 王海东, 王琦, 李然, 等. 可溶桥塞与分簇射孔联作技术在页岩气水平井的应用[J]. 钻采工艺, 2019, 42(5): 113-114.
- WANG Haidong, WANG Qi, LI Ran, et al. Application of the soluble plug and multistage perforation combined operation in the shale gas horizontal wells[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(5): 113-114.
- [14] 王海东, 陈锋, 李然, 等. 四川页岩气井压裂用桥塞技术及泵送作业分析[J]. 钻采工艺, 2018, 41(3): 114-116.
- WANG Haidong, CHEN Feng, LI Ran, et al. Analysis of the plug and pumping tech use in shale gas wells fracturing in Sichuan[J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(3): 114-116.
- [15] 张清彬, 杨登波, 任国辉, 等. 水平井段静止启动泵送在页岩气上倾井的应用[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2019, 16(8): 36-42.
- ZHANG Qingbin, YANG Dengbo, REN Guohui, et al. Application of horizontal section static start-up pumping technology in shale gas updip wells[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2019, 16(8): 36-42.
- [16] 陈锋, 杨登波, 唐凯, 等. 上倾井泵送分簇射孔与桥塞联作技术[J]. 测井技术, 2018, 42(1): 117-121.
- CHEN Feng, YANG Dengbo, TANG Kai, et al. Pumping multi-cluster perforation and bridge plug joint operation technology for upward inclined wells[J]. Well Logging Technology, 2018, 42(1): 117-121.
- [17] 陈锋, 杨登波, 郭兴午, 等. 水平井段静止启动泵送过程分析及排量控制研究[J]. 测井技术, 2018, 42(6): 720-725.
- CHEN Feng, YANG Dengbo, GUO Xingwu, et al. Analysis of pumping process and study of displacement control for static start-up pumping in horizontal section[J]. Well Logging Technology, 2018, 42(6): 720-725.
- [18] 肖勇军, 宋毅, 陆应辉, 等. 川南页岩气套管变形井分簇射孔管串泵送工艺分析[J]. 石油矿场机械, 2021, 50(5): 66-72.
- XIAO Yongjun, SONG Yi, LU Yinghui, et al. Analysis on pumping operation of multistage perforating string through shale gas casing deformation wells in South Sichuan[J]. Oil Field Equipment, 2021, 50(5): 66-72.
- [19] 张鑫, 李军, 何龙, 等. 基于套管保护的页岩气井压裂簇间距优选[J]. 石油机械, 2021, 49(12): 105-112.
- ZHANG Xin, LI Jun, HE Long, et al. Optimization of the fracturing cluster spacing in shale gas wells based on casing protection[J]. China Petroleum Machinery, 2021, 49(12): 105-112.
- [20] 陆应辉, 唐凯, 张桷乔, 等. 水平井桥塞射孔联作管串解卡力计算模型及应用[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2021, 18(1): 79-86.
- LU Yinghui, TANG Kai, ZHANG Ranqiao, et al. Calculation model of stuck-releasing tension of bridge plug and perforation operation string in horizontal wells and its application[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2021, 18(1): 79-86.

编辑 刘振庆

**第一作者简介:** 李陪, 男, 1992 年出生, 工程师, 2014 年毕业于中国石油大学(北京)机械设计制造及其自动化专业, 从事射孔相关工作。电话: 023-67350711, 18584560082, Email: lipei\_cj@cnpc.com.cn。通信地址: 重庆市渝北区红石路 152 号中油测井西南分公司, 邮政编码: 400021。