

超深大斜度高破压井国产封隔器优化与改进

杨晓莉¹, 刘啸峰¹, 蒋韦²

1. 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司石油工程技术研究院 四川德阳 618000

2. 四机赛瓦石油钻采设备有限公司 湖北荆州 434000

通讯作者: Email: echelon@163.com

项目支持: 中国石化攻关项目“四川盆地特深层钻完井工程技术示范”(P21081-7)

引用: 杨晓莉, 刘啸峰, 蒋韦. 超深大斜度高破压井国产封隔器优化与改进[J]. 油气井测试, 2024, 33(2): 21-26.

Cite: YANG Xiaoli, LIU Xiaofeng, JIANG Wei. Optimization and improvement of domestic packer in ultra-deep, high-angle and high-break wells[J]. Well Testing, 2024, 33(2): 21-26.

摘要 川西雷口坡组超深大斜度小井眼井储层破裂压力高达 170~180 MPa, 受高交变载荷、井眼轨迹等因素影响, 储层改造施工过程中易出现封隔器密封失效、卡瓦落井等问题。分析失效原因, 明确了胶筒密封不足、缸体强度不足、卡瓦结构缺陷是导致封隔器失效的主要因素。优化胶筒结构为 MESH 结构提高密封可靠性, 改进缸体设计使得缸体绝对承压由 75 MPa 增加到 125 MPa, 满足泵压 120 MPa 下改造要求, 同时调整卡瓦与锥体距离, 避免解封上提时在喇叭口位置发生挂卡。改进后的 127 mm 高温高压测试封隔器在川西超深大斜度井累计试验 3 井次, 成功率 100%。该封隔器及配套工具能满足超深大斜度井高破压含硫地层 70 MPa 或更高压差下改造及试气需求。

关键词 高破压; 超深大斜度井; 储层改造; 国产封隔器; 胶筒; 缸体; 卡瓦

中图分类号: TE353

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.02.004

Optimization and improvement of domestic packer in ultra-deep, high-angle and high-break wells

YANG Xiaoli¹, LIU Xiaofeng¹, JIANG Wei²

1. Petroleum Engineering Technology Institute of Southwest Oil&gas Branch, SINOPEC, Deyang, Sichuan 618000, China

2. SJS Petroleum Drilling & Production Equipment Co., Ltd., Jingzhou, Hubei 434000, China

Abstract: In the Leikoupo formation of the western Sichuan Basin, the fracture pressure of ultra-deep highly deviated wells with slim borehole can reach as high as 170~180 MPa. Due to factors such as high alternating loads and well trajectory, issues such as sealing failures and slip falling into the wellbore are prone to occur during reservoir stimulation construction. Through analyzing the failure reasons, it was clarified that insufficient seal of the rubber cylinder, insufficient strength of the cylinder body, and defects in the slip structure are the main factors leading to slip failure. By optimizing the structure of the rubber cylinder to a MESH structure to improve sealing reliability, improving the design of cylinder body to increase the absolute pressure-bearing capacity from 75 MPa to 125 MPa, the stimulation requirement within a pump pressure of 120 MPa was met. Additionally, distance between the slip and the cone was adjusted to avoid hanging up at the bell mouth position during lifting. The improved 127 mm high-temperature and high-pressure test packer was tested in three ultra-deep highly deviated wells in the western Sichuan Basin, achieving a success rate of 100%. This packer and its supporting tools can meet the requirements of reservoir stimulation and gas testing in ultra-deep and highly deviated wells with high fracture pressure in sulfur-containing formations with pressure of 70 MPa or higher.

Keywords: high fracture pressure; ultra-deep highly deviated well; reservoir stimulation; domestic packer; rubber cylinder; cylinder body; slip

川西雷口坡组大斜度井部署为评价井, 斜深 6 500~8 373 m, 储层深度 5 700~6 300 m, 主体采用液压封隔器进行逐层测试评价, 首试层封隔器预坐封位置在 127 mm 套管内, 斜深约 6 300 m, 井斜 70°

以上。由于储层高应力特征, 部分井经过数十次甚至数百次高压震荡, 酸液方能接触并进入地层, 封隔器受力工况恶劣, 在 PZ7-1D 等井先后出现封隔器密封失效、解封时卡瓦落井等井下复杂事故, 因

此,有必要对封隔器失效原因进行分析,改进封隔器结构,并开展配套工艺研究,以增加测试成功率。

孙德启^[1]针对高压、高温、高钢级套管井的完井作业需求,研制了适合塔中塔中井况特点的177.8 mm 高温高压 HSII 可解封封隔器,耐压差70 MPa、耐温180 ℃;高攀^[2]针对塔里木油田高温高压复杂地层研发了双向卡瓦液压坐封可回收封隔器,耐压差105 MPa,耐温204 ℃,尺寸为177.8 mm;李林涛等^[3]针对塔中顺南区块高温、高压环境研发了具“爬坡”结构胶筒的双向卡瓦可回收封隔器,适用套管外径为193.68 mm;对封隔器胶筒存在耐温、耐压和循环测试可靠性不足的技术难题,通过开展三胶筒组合结构优化、胶筒材料优选、胶筒关键尺寸理论计算等工作,研制了符合 API 11D1~V3 级别的耐温170 ℃、耐压41 MPa 的组合式胶筒,并完成现场试验。庞振力等^[4-5]针对现有139.7 mm 套管使用的耐温177 ℃、承压70 MPa RTTS 测试封隔器已不能满足超深储层安全测试的需要,设计了一种适用于139.7 mm 套管耐温204 ℃、耐压105 MPa 自带同心旁通机构、自锁机构、三胶筒组合的胶筒结构、机械坐封、可双向封隔压力的可回收悬挂式测试封隔器,达到 API 11D1-V3 级别。王志坚等^[6]针对封隔器卡瓦承受巨大压力时易发生断裂问题,对卡瓦进行结构设计,在有限元数值模拟分析的基础上得出卡瓦牙间距为30 mm 时,卡瓦应力、应变分布越均匀,承受载荷最高。程莹等^[7]针对库车山前127 mm 和193.7 mm RTTS 封隔器耐温耐压不足的问题,通过对封隔器芯轴、胶筒、水力锚、密封件等关键结构改进及材质优选升级,提升了封隔器耐温耐压、抗拉强度、防上窜等能力,工具整体性能达到210 ℃/105 MPa,改进后的封隔器应用于博孜2、克深8~17井等井。目前127 mm 及以下尺寸、用于大斜度井的耐高温高压封隔器未见研发及应用,针对川西雷口坡组大斜度井储层高破压特性,以及193.7 mm+127 mm 井筒条件下下入、坐封、高压改造、解封要求,改进现有127 mm 液压封隔器,通过优化胶筒结构为 MESH 结构提高密封可靠性,改进缸体设计使得缸体绝对承压由75 MPa 增加到125 MPa,满足泵压

120 MPa 下改造要求。

1 测试工艺

川西气田雷口坡组气藏I、II、III类储层相互交叉叠置(有利储层15~27层,夹层7~12层),单层厚度薄(0.2~4.4 m),非均质性强、应力差异较大,层薄、分散。上、下储层段均以孔隙型为主,其中上储层段有效平均孔隙度8.28%、平均渗透率1.71 mD,下储层段有效平均孔隙度5.03%,平均渗透率4.57 mD,属于低孔特低孔、低渗-特低渗储层^[8-9]。

1.1 测试方案

主体采用国产液压封隔器进行改造后测试^[10-11],具体步骤为:①处理127 mm 套管悬挂器位置至不挂卡;②分别对193.7 mm、127 mm 套管通井、刮管;③全井替为密度1.35~1.45 g/cm³ 无固相压井液;④采用钻杆或油管射孔;⑤下入带封隔器的改造测试联作管柱,管柱结构为:88.9 mm×6.45 mm 油管+73 mm×5.51 mm 油管+滑套+丢手接头+水力锚+12 液压封隔器+73 mm×5.51 mm 油管+球座”;⑥投球加压坐封封隔器,打掉球座后,限压120 MPa 下改造;⑦排液、求产;⑧压井、解封,提管柱;⑨上返测试。

1.2 封隔器选型

储层岩心物性分析和孔喉测试表明,泥浆可以进入I~II类储层中的微裂缝及少量孔隙,钻完井过程中泥浆会对储层主要渗流通道产生污染影响,产能评价需酸化解除泥浆污染,因此,封隔器及配套工具选型需满足酸化改造要求。根据超深致密储层降破工艺研究成果^[12],大部分储层可压性评价为II~IV类(如表1)^[13],非反应液体难以渗透进入储层,只有酸液接触地层,解除井壁泥浆污染,打开流动通道,破裂压力才能降低,建立连续排量,实现后续施工改造。川西气田雷口坡组大斜度井为评价井,预测储层具有高破压特征,需顶替降破液至储层位置,采用液压封隔器。酸化改造预计最高施工压力120 MPa^[14],基于酸化改造、后期上返需求及经济性,选择耐压差70 MPa 国产Y241封隔器(见图1),测试完可解封封隔器,提出管柱上返测试。



图1 国产Y241封隔器
Fig.1 Domestic Y241 packer

表1 根据可压性分类差异化设计降破工艺及封隔器类型

Table 1 Differentiated design of breaking process and packer types based on compressibility classification

可压性类型	主要施工特征	前期典型井	降破措施	封隔器选型
I类	自然压开	PZ1、PZ103上	无需降破措施	机械或液压
II类	酸液接触储层压开	Y1、YAS1	替酸到位	液压
III类	吸入足量酸液后压开	PZ115、PZ103下	替酸到位+高温缓蚀配方	液压
IV类	吸酸+物理降破措施才能压开	PZ113	替酸到位+高温缓蚀配方+提高井口限压等	液压

2 封隔器失效分析

大斜度井况下,管柱受复杂附加力,屈曲风险增大,作业余量进一步减小,缺少对大斜度井不同位置管柱受力的准确预判,易导致管柱解封余量不足、解封失败。分析 PZ7-1D 测试过程出现的窜漏、卡瓦脱落等问题,封隔器窜漏的主因是胶筒密封能力不足或缸体承压不足,由于结构原因,卡瓦片在从 127 mm 套管被上提到 193.7 mm 套管时挂卡脱落。

2.1 胶筒密封失效分析

PZ7-1D 井第一层测试坐封即发生封隔器窜漏,重新下入管柱后在放喷后期发生窜漏。考虑第 2 次坐封及改造成功,第 1 次封隔器失效原因分析为井筒未清洗干净,第 2 趟封隔器窜漏的可能原因有:

①胶筒密封能力不足;

②缸体绝对承压不足,失效后导致胶筒密封失效;

③酸液长时间未排出导致。具体原因,需改进封隔器并应用后,根据应用效果进行验证。

2.2 卡瓦挂卡脱落分析

PZ7-1D 井管柱起出后,封隔器有 3 片卡瓦落井,分析锥体与卡瓦套接触时卡瓦伸出的太高,封隔器从 127 mm 套管被提出到 193.7 mm 套管时,大斜度井况下,卡瓦在套管壁挂接,由于卡瓦与卡瓦套仅有较小接触(见图 2),翻转掉落(见图 3)。需调整锥体和卡瓦套的距离,使卡瓦的伸出行程能保证支撑套管壁,以防止挂卡脱落现象。



图3 卡瓦掉落

Fig. 3 After the slip falls off

3 封隔器结构改进

针对川西雷口坡组大斜度井储层高破压特性,以及 193.7 mm+127 mm 井筒条件下下入、坐封、高压改造、解封要求,优化胶筒结构为 MESH 结构提高密封可靠性,改进缸体设计使得缸体绝对承压由 75 MPa 增加到 125 MPa,以满足泵压 120 MPa 下改造要求,同时调整卡瓦与锥体距离,避免解封上提时在喇叭口位置发生挂卡,全面提升小尺寸封隔器在高温高压大斜度井的适应性。

3.1 胶筒结构

封隔器胶筒改进为 MESH 结构(见图 4),由端胶筒和中胶筒组成,端胶筒由金属丝和橡胶压制提高其承受高压的能力,中胶筒为氟橡胶,高温高压室内试验显示(见图 5~图 7),MESH 结构胶筒上压、下压均能达到 70 MPa,实际使用压差最高达 78 MPa。

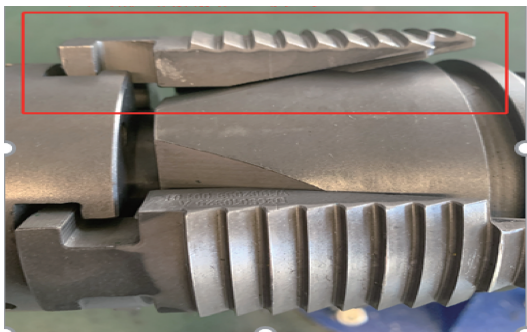


图2 卡瓦掉落前

Fig. 2 Before the slip falls off

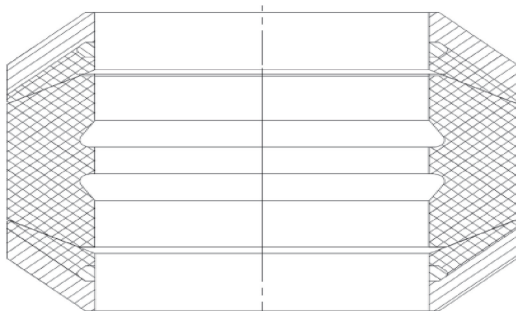


图4 改进后 MESH 双凹槽胶筒

Fig. 4 Improved MESH double groove rubber cylinder



图5 试验后胶筒

Fig. 5 Rubber cylinder after test

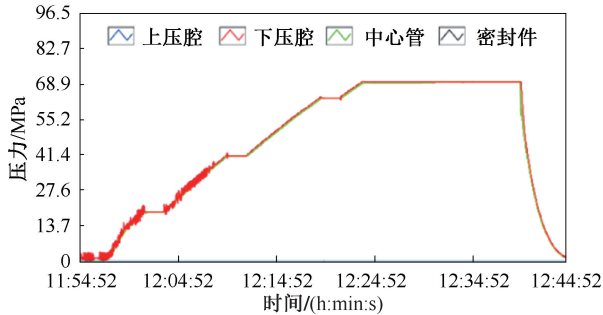


图6 胶筒承压试验(下压腔)

Fig. 6 Rubber cylinder pressure test (downward pressure chamber)

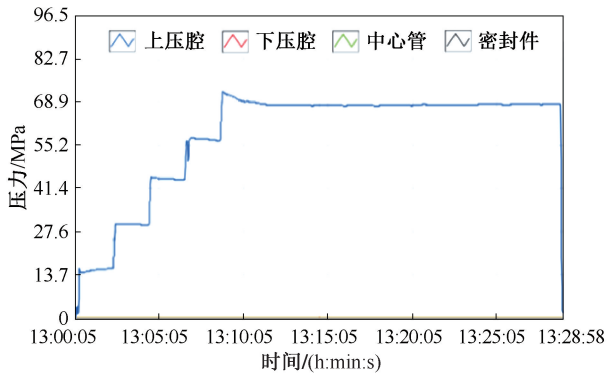


图7 胶筒承压试验(上压腔)

Fig. 7 Rubber cylinder pressure test (upper pressure chamber)

3.2 缸体强度改进

川西雷口破组超致密储层酸压最高泵压120 MPa,封隔器缸套在此期间绝对承压达到100 MPa,改进前绝对承压75 MPa,失效风险高,考虑安全系数,改进后设计缸体绝对承压达到125 MPa以上。

3.3 卡瓦结构改进

类比 RTTS、Y221 等封隔器卡瓦形式,优化 Y241 卡瓦结构,首先进行了去螺杆设计,为避免锥体与卡瓦套接触时卡瓦伸出的太高,设计初始状态卡瓦低于本体(见图8),考虑卡瓦在卡瓦套滑动行

程,卡瓦最高点设计为最大套管内径位置(见图9)。

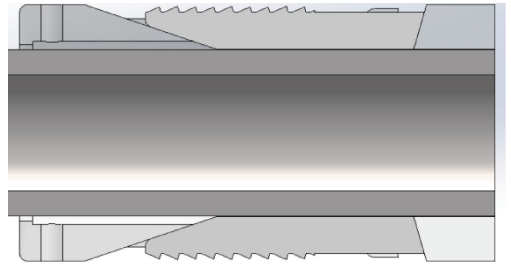


图8 优化后卡瓦初始状态

Fig. 8 Initial state of optimized slip

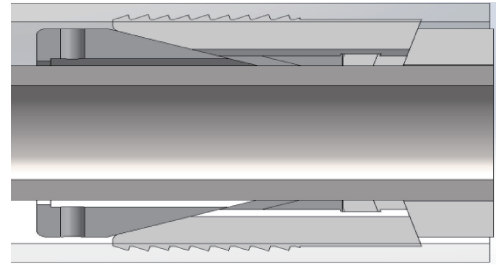


图9 优化后卡瓦最大行程位置

Fig. 9 Maximum stroke position of the optimized slip

4 现场应用

国内外超深井探井评价井测试普遍部署为直井,采用“APR 工具+RTTS 或 CHARM 封隔器”管柱进行三联作或两联作,联作测试可有效节约工期及成本,但射孔爆裂力造成管柱断裂、掉卡枪等,降低超深探井一次测试成功率已成为国内各区块测试广泛存在的问题,射孔-改造联作工艺实施的首要条件是工具强度满足射孔要求,同时封隔器不提前坐封、不提前解封。

坐封与解封可靠性与振动速度、加速度相关^[15-17],震动速度、加速度随时间作周期性变化,实测管柱振动加速度峰值可达到数百重力加速度^[18-19]。已选 Y241 封隔器坐封初始坐封压力下销钉剪断力为 3.64~4.52 t,活塞的整体质量约 8 kg,当管柱受冲击力整体上行时,活塞给销钉的反力达到 3.64 t,即有剪切销钉、提前坐封的风险。前期在 PZ113、PZ115 等直井采用酸压射孔联作,射孔后反循环验通不返液,正循环能验通,射孔致封隔器提前不完全坐封^[20]。综上,采用改进后 Y241 液压封隔器作业时,仍不具备联作条件,采用先射孔,再下入改造管柱的测试方式。

对 PZ3-5D 井雷口破组上、下储层逐层测试评价,第 1 试气层采用钻具或油管柱射孔后(见图 10),下入改进后 Y241 封隔器($\phi 127$ mm 套管内,外

径 100 mm)管柱进行改造,封隔器坐封于 6 344 m,井斜 75.48°,改造施工压力 44.2~93.3 MPa,施工排量 3.2~5 m³/min,后测试获得无阻流量 50×10⁴ m³/d。压井、上提解封封隔器后,成功实施封层上返,管柱提出后检查卡瓦正常。截止目前,改进后的 127 mm 高温高压测试封隔器在川西超深大斜度井中累计应用 3 井次,试验成功率 100%。

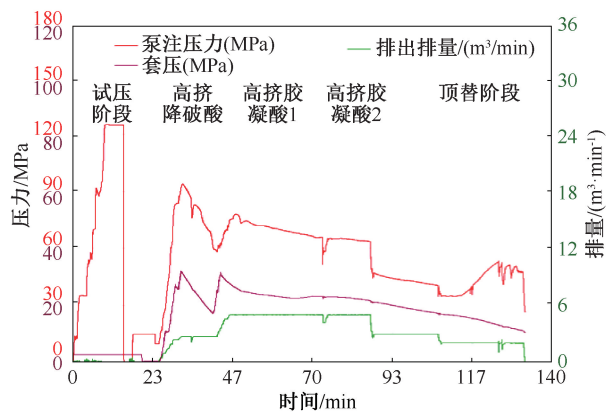


图 10 第 1 试气层酸化压裂施工曲线

Fig. 10 Acid Fracturing Construction Curve of the First Gas Test Layer

5 结论

(1) 国产液压抗硫封隔器及配套工具改进后能满足川西海相雷口坡组超深大斜度井高破压含硫地层 70 MPa 或更高压差下改造及试气需求。

(2) 液压封隔器射孔酸压测试三联作时,管柱震动可能提前坐封封隔器,联作前应根据具体射孔参数分析以规避该风险。

(3) 在小井眼、下深大于 6 000 m 的井中,管柱起出的难度较大,需要进一步优化工具及配套工艺。
致谢:感谢领导、同事在论文修改过程中给出的建议;感谢西南油气分公司、四机赛瓦石油钻采设备有限公司同意本文公开发表。

参考文献

[1] 孙德启. 高温高压封隔器的研制及应用[J]. 重型机械, 2018, 29(4): 41-45.
SUN Deqi. Development and application of high-temperature and high-pressure packers[J]. Heavy Machinery, 2018, 29(4): 41-45.

[2] 高攀. 耐高温高压封隔器的研发[J]. 江汉石油职工大学学报, 2019, 32(6): 54-57.
GAO Pan. Research and development of high temperature and high pressure resistant packers[J]. Journal of Jianghan Petroleum Workers University, 2019, 32(6): 54-57.

[3] 李林涛, 万小勇, 黄传艳, 等. 双向卡瓦可回收高温高压封隔器的研制与应用[J]. 石油机械, 2019, 47(3): 81-86.
LI Lintao, WAN Xiaoyong, HUANG Chuanyan, et al. Development and application of bidirectional slip recyclable high-temperature and high-pressure packers [J]. China Petroleum Machinery, 2019, 47(3): 81-86.

[4] 庞振力, 刘孝强, 季鹏, 等. 139.7 mm 套管高温高压测试封隔器研制[J]. 油气井测试, 2021, 30(6): 22-27.
PANG Zhenli, LIU Xiaoqiang, JI Peng, et al. Development of a 139.7 mm casing high-temperature and high-pressure testing packer[J]. Well Testing, 2021, 30(6): 22-27.

[5] 庞振力, 张谥, 徐文光, 等. 一种适用于 139.7 mm 井眼自带旁通的高温高压封隔器[J]. 油气井测试, 2022, 31(2): 13-18.
PANG Zhenli, ZHANG Mi, XU Wenguang, et al. A high-temperature and high-pressure packer with bypass mechanism suitable for 139.7 mm borehole[J]. Well Testing, 2022, 31(2): 13-18.

[6] 王志坚, 邓卫东, 林忠超, 等. 水平井封隔器卡瓦的有限元分析及结构改进[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(4): 78-81.
WANG Zhijian, DENG Weidong, LIN Zhongchao, et al. Finite element analysis and structure improvements of packer slip in horizontal wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(4): 78-81.

[7] 程莹, 张伟, 汪坤. 高温高压测试封隔器的改进[J]. 油气井测试, 2022, 31(6): 11-16.
CHENG Ying, ZHANG Wei, WANG Kun. Improvement of high temperature and high pressure testing packer [J]. Well Testing, 2022, 31(6): 11-16.

[8] 陈昱林, 曾焱, 吴亚军, 等. 川西雷口坡组气藏储层类型及孔隙结构特征[J]. 断块油气田, 2018, 25(3): 284-289.
CHEN Yulin, ZENG Yan, WU Yajun, et al. Types and pore structure characteristics of Leikoupo Formation carbonate reservoir in western Sichuan, Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(3): 284-289.

[9] 顾少华, 岑芳, 张岩, 等. 超深海相碳酸盐岩储层气水相对渗透率实验[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(2): 117-123.
GU Shaohua, CEN Fang, ZHANG Yan, et al. Experimental study on gas-water relative permeability of ultra-deep marine carbonate reservoir, Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(2): 117-123.

[10] 苏鏢, 赵祚培. 高温高压高含硫气井完井试气工艺技术研究与应用[J]. 天然气工业, 2011, 30(12): 53-56.
SU Biao, ZHAO Zuopei. Completion and well testing technology in HTHP and high-H₂S gas wells of the eastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry 2011, 30(12): 53-56.

[11] 胡勇, 彭先, 李骞, 等. 四川盆地深层海相碳酸盐岩气藏开发技术进展与发展方向[J]. 天然气工业, 2019, 39(9): 48-57.

- HU Yong, PENG Xian, LI Qian, Progress and development direction of technologies for deep marine carbonate gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(9): 48-57.
- [12] 苏鏢. 超深致密储层降破工艺研究及实践[C]//中国石油学会天然气专业委员会. 第31届全国天然气学术年会(2019)论文集(04 采气工程). 北京: 中国石油学会天然气专业委员会, 2019: 6.
- Su Biao. Research and Practice on fracture reduction technology of ultra-deep tight reservoir[C]//Natural Gas Professional Committee of China Petroleum Society. Proceedings of the 31st National Natural Gas Academic Annual Conference (2019) (04 Gas Production Engineering). Beijing: Natural Gas Professional Committee of China Petroleum Society, 2019: 6.
- [13] 何颂根, 龙永平, 李永明, 等. 超深海相碳酸盐岩储层可压性主控因素[J]. 断块油气田, 2020, 27(5): 573-578.
- HE Songgen, LONG Yongping, LI Yongming, et al. Main controlling factors of fracability in ultra-deep marine carbonate reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(5): 573-578.
- [14] 林永茂, 何颂根, 杨永华, 等. 喷砂射孔降破技术在超深海相碳酸盐岩的应用[J]. 断块油气田, 2019, 26(5): 653-656.
- LIN Yongmao, HE Songgen, YANG Yonghua, et al. Application of sandblast perforation in ultra-deep marine carbonate reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2019, 26(5): 653-656.
- [15] GAO G H, MISKA S. Effects of friction on post buckling behavior and axial load transfer in a horizontal well[C]//Paper SPE-120084-MS presented at the SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, April 2009.
- [16] 李明飞, 徐缙, 窦益华. 射孔管柱振动参数实测及其ALE数值仿真分析[J]. 应用力学学报, 2019, 36(2): 458-465.
- LI Mingfei, XU Fei, DOU Yihua. Measurement of vibration parameters of perforated pipe string and ALE numerical simulation analysis[J]. Chinese Journal of Applied Mechanics, 2019, 36(2): 458-465.
- [17] 黄显辉, 窦益华, 许爱荣, 等. 高温高压深井射孔卡枪原因分析及对策[J]. 石油机械, 2008, 36(9): 182-184.
- HUANG Xianhui, DOU Yihua, XU Airong, et al. The cause analysis and countermeasures of perforating gun in high temperature and high pressure deep well[J]. China Petroleum Machinery, 2008, 36(9): 182-184.
- [18] 窦益华, 徐海军, 姜学海, 等. 射孔测试联作封隔器中心管损坏原因分析[J]. 石油机械, 2007, 35(9): 113-115.
- DOU Yihua, XU Haijun, JIANG Xuehai, et al. Cause analysis of the damage of the central tube of the perforating test coupling packer[J]. China Petroleum Machinery, 2007, 35(9): 113-115.
- [19] 于振东, 李艳. 试油测试射孔管柱的间隙元分析[J]. 应用力学学报, 2003, 20(1): 73-77.
- YU Zhendong, LI Yan. Gap element analysis of perforated pipe column for oil test[J]. Chinese Journal of Applied Mechanics, 2003, 20(1): 73-77.
- [20] 夏成宇, 孙巧雷, 冯定, 等. 液压环境下流体对管柱单元XYZ方向作用力分析[J]. 应用力学学报, 2016, 33(2): 215-222.
- XIA Chengyu, SUN Qiaolei, FENG Ding, et al. Force analysis in pipe string unit with hydraulic conditions in XYZ direction[J]. Chinese Journal of Applied Mechanics, 2016, 33(2): 215-222.

编辑 方志慧

第一作者简介: 杨晓莉, 女, 1982年出生, 高级工程师, 2004年毕业于中国地质大学(武汉), 现从事完井测试工作。电话: 13881086386; Email: echelon@163.com。通信地址: 四川省德阳市龙泉山北路298号, 邮政编码: 618000。