◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021017

引用格式：刘红磊，陈作，周林波，等. 套管封隔器分段压裂管柱遇卡原因分析及解决方案 [J]. 石油钻探技术，2021, 49(2)：102-106.
LIU Honglei，CHEN Zuo，ZHOU Linbo, et al. The analysis and solution of sticking in a staged horizontal well fracturing with a casing packer [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(2)：102-106.

套管封隔器分段压裂管柱遇卡原因分析及解决方案

刘红磊[1,2]， 陈 作[1,2]， 周林波[1,2]， 秦红祥[1,2]， 杨同玉[3]， 薛占峰[1,2]

（1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室，北京 102206；2. 中国石化石油工程技术研究院，北京 102206；3. 中国石化华北油气分公司，河南郑州 450006）

摘 要：为了降低套管封隔器分段压裂的施工风险，解决压裂结束后套管封隔器分段压裂管柱上提易遇卡的问题，以某区块一口水平井的套管封隔器分段压裂为例，从压裂管柱上提时的载荷、上下活动距离和返排液性质等特征因素入手，详细分析了该井前 3 段压裂后压裂管柱上提遇卡的原因，并制定了解卡措施，压裂管柱顺利解卡。为防止后续 6 段压裂再出现压裂管柱上提遇卡的情况，对套管封隔器分段压裂管柱进行了优化，采用优化后的压裂管柱顺利完成了该井后续 6 段的压裂，且压裂管柱全部安全顺利起出。该井处理套管分段压裂管柱上提遇卡的方法和制定的措施及优化的压裂管柱，为今后类似问题的处理和压裂管柱的优选提供了借鉴。

关键词：水平井；分段压裂；封隔器；遇卡；解卡；压裂管柱

中图分类号：TE357 **文献标志码：**A **文章编号：**1001–0890(2021)02–0102–05

The Analysis and Solution of Sticking in a Staged Horizontal Well Fracturing with a Casing Packer

LIU Honglei[1,2], CHEN Zuo[1,2], ZHOU Linbo[1,2], QIN Hongxiang[1,2], YANG Tongyu[3], XUE Zhanfeng[1,2]

(1. *State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanism and Effective Development, Beijing,* 102206*, China*; 2. *Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing,* 102206*, China*; 3. *Sinopec North China Oil and Gas Company, Zhengzhou, Henan,* 450006*, China*)

Abstract: The fracturing string of a casing packer may easily get stuck when being lifted back to the surface after a fracturing treatment. To decrease the potential risk in staged fracturing operation, this paper analyzed pipe sticking while lifting fracturing string after three stages of fracturing based on load, free space along borehole, flowback fluid properties, and other characteristic factors taking a staged hydraulic fracturing operation in a horizontal well of a field as an example, and established measures to smoothly release the stuck of fracturing string. In addition, the fracturing strings of the casing packer were optimized to prevent it from being stuck during the subsequent six stages of hydraulic fracturing. The optimized fracturing strings were successfully applied in the subsequent six stages with smooth and safe lifting of all the fracturing strings. The proposed measures and optimized fracturing string can provide a reference for the treatment of similar problems and the optimization of fracturing strings in the future.

Key words: horizontal well; staged fracturing; packer; stuck; release stuck; fracturing string

裸眼封隔器多级滑套分段压裂工艺逐渐被可钻桥塞、连续油管带底部封隔器全通径、固井投球滑套[1–3]等套管机械分段压裂工艺所替代。套管封隔器分段压裂具有不压井、不动管柱、对目的层改造彻底和现场施工方便等优点，但也存在压裂管柱复杂、封隔器失效[4]、压裂后管柱难以安全起出和易造成大修

收稿日期：2020-08-18；**改回日期：**2021-02-03。

作者简介：刘红磊（1976—），男，河北景县人，1999 年毕业于石油大学（华东）石油工程专业，高级工程师，主要从事低渗透储层改造理论研究与现场技术服务工作。E-mail: sloflhl@163.com。

基金项目：中国石化科技攻关项目“盐间页岩油增产工艺及试采技术研究”（编号：P19013-5）资助。

等缺点，使其应用范围受到限制。套管封隔器分段压裂工艺为：水平段内第 1 段压裂结束后，投球加压，使滑套下移，将下面一段关闭，露出第 2 段喷砂循环孔，开始压裂第 2 段，实现不动管柱压裂多段[5–7]，一般一趟管柱可压 2～3 段。其优点是，套管头不用承压，对于直井段套管和套管头抗压强度不高的水平井也具有较好的适应性；缺点是，水平井筒底部易沉砂、压裂后上提压裂管柱会压实沉砂或封隔器无法解封，造成上提遇卡，施工风险较大。某气田水平井 X01 井采用套管封隔器分段压裂工艺进行分段压裂，前 3 段压裂后压裂管柱上提遇卡，笔者以该井为例分析管柱遇卡原因[8]，制定了解卡措施；为防止后续 6 段压裂再出现压裂管柱上提遇卡的问题，优化了套管封隔器分段压裂管柱，采用优化后的压裂管柱顺利完成后续 6 段的压裂，且压裂结束后压裂管柱全部安全提出。该井处理压裂管柱上提遇卡的方法和解卡措施对今后类似问题的处理具有借鉴作用。

1　管柱遇卡情况

X01 井是部署在某致密气田的一口水平开发井，完钻井深 4 218.00 m，目的层位于盒 1 段，水平段长度 1 000.00 m。该井采用二开井身结构，二开下入 ϕ139.7 mm P110 套管（壁厚 7.72 mm）固井，采用 ϕ244.5 mm×ϕ139.7 mm 套管头，由于套管头的承压能力只有 35 MPa，无法采用桥塞射孔连作或连续油管带底封等分段压裂工艺，只能采用套管封隔器分段压裂工艺进行压裂。为了最大限度动用 X01 井的控制储量，根据该水平井段长度和储层的特征，设计分 9 段 15 簇进行压裂改造。根据套管封隔器分段压裂工艺特点，考虑水平井封隔器分段压裂技术水平和施工风险，该井下入 3 趟压裂管柱进行压裂，每趟压裂管柱压裂 3 段。第 1 趟压裂管柱（压裂前 3 段）如图 1 所示。

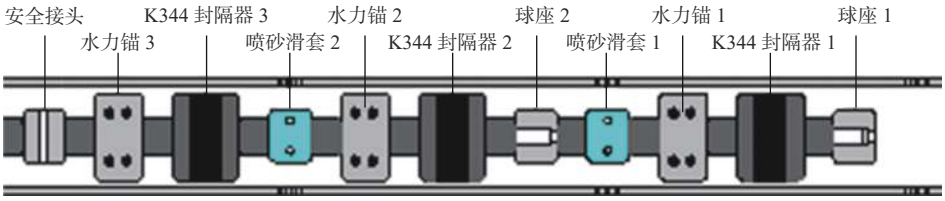


图 1　X01 井第 1 趟压裂管柱（压裂前 3 段）

Fig.1　The first-trip fracturing string (the first three sections) in Well X01

完成第 1—3 段压裂，放喷后上提压裂管柱遇卡，反洗井后逐级上提压裂管柱，成功解卡。压裂管柱提至地面后，发现第 2 段的喷砂滑套 1 未打开，为确保增产效果，下入图 2 所示的压裂管柱补压第 2 段。

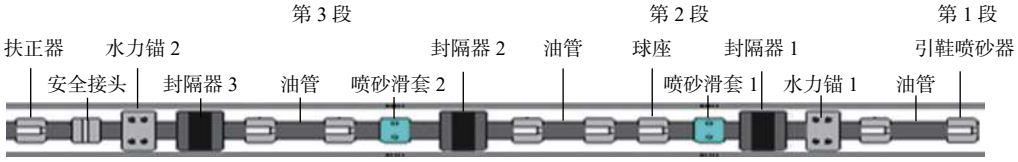


图 2　X01 井补压第 2 段的压裂管柱

Fig.2　The fracturing string in the second section of pressure compensation in Well X01

补压第 2 段时，加砂 58 m^3，用液量 560 m^3。放喷排液 7 d，累计排出液量超过 130 m^3，反循环洗井至水质合格后，上提压裂管柱再次遇卡，上提力达到 630 kN，无法解卡。

2　遇卡原因分析及解卡措施

2.1　压裂管柱遇卡情况分析

水平井套管封隔器分段压裂管柱遇卡原因，大致有砂埋管柱、砂卡管柱、封隔器无法解封、水力锚爪无法收回和套管变形等情况。处理压裂管柱遇卡时，首先要分析遇卡原因。X01 井在上提压裂管柱时先后 2 次遇卡，但 2 次遇卡过程中大钩载荷、上下活动距离和返排液性质均具有明显差异，说明 2 次遇卡原因不尽相同。

上提压裂管柱首次遇卡后，先采用大力上提法进行解卡，压裂管柱上提到一定行程后遇阻；后采用憋压反循环法解卡，大排量反洗井筒，地层返出液中有 1.1 m^3 支撑剂，待返出液与注入液性质一致时，上提活动管柱，每次上提压裂管柱都有一定的

行程，判断为砂卡，反复几次将上提力增至 550 kN，顺利解卡。

第 2 次遇卡时，利用大力上提法进行解卡，每次上提力达到设计的上提力，压裂管柱的上行距离有限且位置相同，与第 1 次砂卡压裂管柱时的上行距离相差较大，初步判断该次压裂管柱遇卡与第 1 次遇卡的原因不同。采用大力上提法无法解卡，因此用憋压反循环法解卡，分别以清水、压裂基液（黏度 39 mPa·s）为洗井介质大排量（850 L/min）反洗井，返出液量为 4 倍井筒体积，返出液中未发现支撑剂或其他固相杂质，表明井筒较为干净，无砂桥等堵塞物，可以确认该次管柱遇卡不是砂卡。将上提力增至 630 kN，无法解卡，判断可能是管柱结构异变造成的卡管柱。

结合该井压裂管柱（见图 2）可知，由于第 1 段的压力低于第 2 段的压力，封隔器 3 和水力锚 2 无法解封，喷砂滑套 1 与封隔器 1 之间的支撑剂无法清洗出来。综合上述分析可知，可能是机械原因（封隔器胶筒损坏、水力锚爪未回收和油管本体变形等当中的一种或多种）导致遇卡。

2.2　压裂管柱存在滑套调质空间不大等不足

分析前 3 段的压裂管柱（见图 1）可以看出，其存在以下不足：

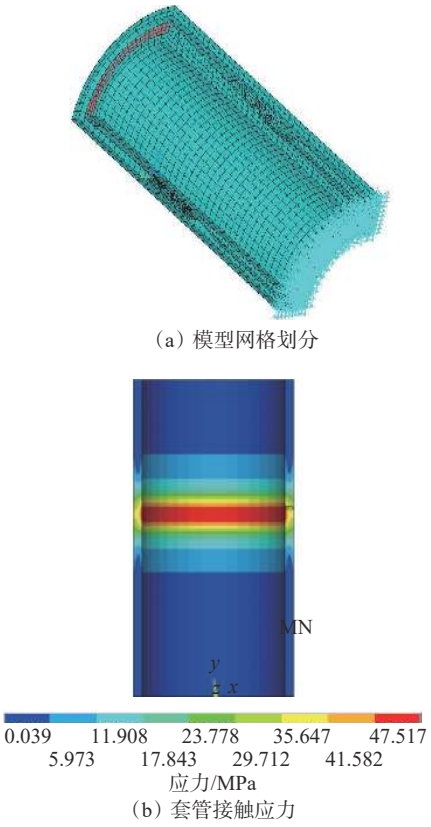
1）设计加砂量大，喷砂滑套冲蚀严重。喷砂滑套的喷砂口面积与 ϕ60.0 mm 滑套相当，无节流；压裂施工时一旦加砂量超过喷砂滑套的设计过砂能力，上部滑套冲蚀较严重，导致球过滑套、安全接头打不开等问题；目前喷砂滑套的硬度与硬质合金材料接近，调质空间有限，无法满足多段、大规模压裂施工要求。

2）封隔器解封不彻底。由于压缩式封隔器的密封胶筒未采用整体设计，封隔器坐封后，密封胶筒长时间处于高温环境中失去弹性，不能回缩，形成一个一个的橡胶段塞，即使设计了反洗、上提解封机构，胶筒回收仍不彻底，起出压裂管柱时上提力大，胶筒多数被强行上提拉坏掉入井筒，给逐级打捞带来困难。特别是遇到砂堵或其他压裂事故，滑套一旦打不开，封隔器无法解封，只有通过反向加压解封，反向加压解封压力高达 20～30 MPa，对于已射开的地层，需要的排量较大（约 2～3 m^3/min），现场实施困难。

3）逐级打捞工作效率低。从压裂正常油井打捞压裂用封隔器的过程中看，每趟起出压裂管柱最多只能捞起 2 套封隔器，其原因主要是由于上一级封隔器解封后滑套关闭，而下一级封隔器由于密封胶筒回收不彻底，与井筒摩擦力大，封隔器无法解封，只能通过上提剪断封隔器的解封销钉，利用机械解封方式起出封隔器；即使能解封多套封隔器，上提过程中依然会脱开。打捞时需要多次冲砂、起下打捞管柱，工作量比较大。

2.3　遇卡封隔器受力分析

采用有限元方法分析封隔器密封胶筒高承压后与套管之间的接触应力，计算密封胶筒与套管的摩擦力。根据封隔器密封胶筒的工作原理，建立有限元模型（见图 3（a）），对其作边界处理。封隔器坐封后，密封胶筒承受轴向载荷，封隔器的本体及套管采用 35CrMo 材质。有限元分析表明，胶筒两侧施加约束，封隔器承压 70 MPa 时，密封胶筒与套管之间的最大接触应力为 47.517 MPa（见图 3（b））。



（a）模型网格划分

（b）套管接触应力

图 3　封隔器胶筒有限元分析

Fig.3　Finite element analysis of packer rubber cylinder

从图 3 可以看出，在承压 70 MPa 条件下，密封胶筒与套管之间的接触应力最大为 47.517 MPa，接触面积为 39.0 cm^2，密封胶筒与套管之间的摩擦系数取 0.5，不考虑其他因素，只考虑因封隔器未解封而导致压裂管柱遇卡，则上提力达到 92.7 kN 就能提出封隔器。

2.4　解卡措施

根据上述分析结果，判断该井第 2 趟压裂管柱遇卡类型为机械卡管柱，结合解卡全过程情况，确定采取以下解卡措施：

1）先小排量（500 L/min）冲洗干净压裂管柱，之后采用快速坐封、解封的方式解封水力锚，尝试起出压裂管柱。

2）如果无法起出压裂管柱，根据压裂管柱上部的油管确定最大上提力，建议更换承载力高的修井机进行强提。该井井内压裂管柱上部为 N80 钢级 ϕ88.9 mm 外加厚油管，其屈服极限为 551.5 MPa，由此计算得到油管最薄弱环节螺纹的抗拉强度为 921.4 kN。管柱安全系数取 1.2，则最大允许上提力为 767.8 kN；并且考虑解卡过程中反复多次进行起下作业，为了避免引起疲劳破坏，向下取整，确定最大上提力为 700.0 kN。

3）若强力上提仍无法起出该趟压裂管柱，建议将这部分管柱丢手。

4）如果丢手无法顺利实施，利用连续油管下入射孔枪进行爆破切割或转入大修作业。

2.5　管柱实际解卡过程

先多次反洗及活动管柱，均未解卡，最大上提力为 630.0 kN，反洗排量为 200～850 L/min；后采用悬吊方式解卡，反复活动后上提至上提力达 520 kN，12 h 后下放管柱至上提力为 270 kN，再次上提至上提力 420 kN，上提力不再增大，成功解卡，随即起出压裂管柱。

观察起出的压裂管柱发现，压裂管柱中的 2 套喷砂滑套均已完全打开，且有顺利过砂的痕迹。中部 K344 封隔器 2（封隔第 2 段）的胶筒保持完好，下部 K344 封隔器 1（封隔第 1 段）的胶筒上部出现了鼓包现象，但未撕裂和缺失，上部 K344 封隔器 3（封隔第 3 段）的胶筒上部损伤最为严重，有明显撕裂和缺失情况，原因是在 3 段压裂施工过程中，上部封隔器 3 始终处于承压状态，经过反复坐封、解封及承压，造成胶筒损伤。顶部水力锚锚爪出现部分损伤；底部水力锚完好，锚爪损伤较小。主要原因是施工过程中上部水力锚反复承压，导致锚爪逐步受损；下部水力锚在第 2 段滑套打开后即不再承压，因此损伤较小。封隔器 3 与喷砂滑套 2 之间的油管出现 23 和 30 mm 的 2 个凹槽，分别距离油管下端 6.72 和 6.45 m。分析认为，油管出现凹陷的原因主要是：1）油管本身存在缺陷，局部金相组织不均匀，注入酸液与井下套管形成电化学腐蚀，导致产生凹陷；2）压裂过程中支撑剂堆积在环空，挤压油管使其变形；3）油管内压力释放过快，地层压力挤压导致其变形。

综合分析表明，造成压裂管柱遇卡的原因是封隔器密封胶筒和油管本体变形。

3　压裂管柱优化与应用

X01 井前 3 段采用的分段压裂管柱在压裂后，起出过程中 2 次遇卡。为防止后续 6 段压裂结束后起出压裂管柱时再次遇卡，在分析 2 次遇卡原因的基础上，对压裂管柱进行了优化：1）去掉下部的水力锚，每个层段上下均有封隔器封隔，防止压裂管柱在压裂过程中因上顶力过大导致其弯曲变形，降低上提管柱遇卡风险；2）下部引鞋采用带孔引鞋，以平衡内外压差，降低封隔器解封难度。压裂管柱优化后可以一趟管柱完成 6 段压裂施工，压裂施工结束后还可以作为试气管柱直接试气，待后期需要时再起出压裂管柱。

优化后的压裂管柱（见图 4）具备以下 4 方面的技术优势：

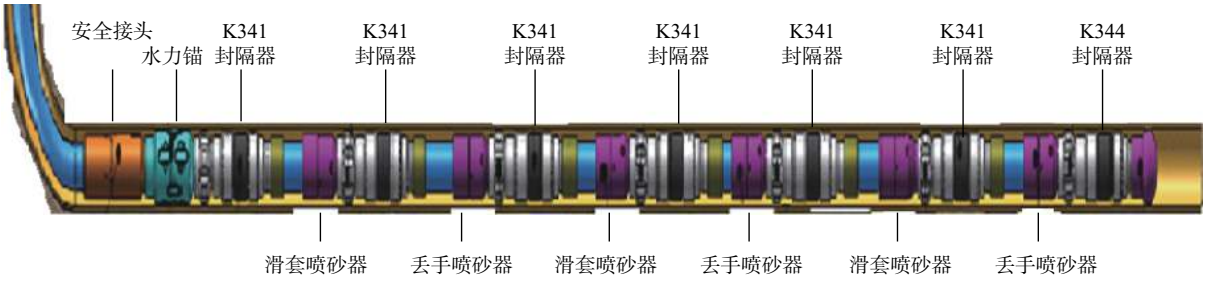


图 4　优化后的压裂管柱

Fig.4　Optimized fracturing string

1）改变了常规的进液方式，保证了中心管的完整性，提高了中心管的强度，保证了地面至井底扭矩的传递。

2）压裂滑套封隔器 K341 在有无节流压差的情

况下都能够实现坐封[9–10]，内部设有保压装置，油管泄压后封隔器仍然处于坐封状态；可以采用上提或反洗方式解封，确保了封隔器在压裂施工结束能完全解封；封隔器本体采用高强度合金结构钢，胶筒承压能力达到 70 MPa，承受温度可达到 150 ℃；内部滑套、防砂管均采用激光割缝工艺加工，确保了内部零件的正常动作。

3）可多次重复坐封、解封。施工时，液体通过进液口推动阀体前端的滑块上行，剪断防坐封剪钉，同时液体通过单向阀进入封隔器胶筒内腔，使胶筒扩张，达到坐封的目的。施工结束后需要解封封隔器时，可通过一定排量反循环洗井，液体通过防坐封剪钉（进液口）推动阀体前端的滑块下行，触碰阀体内顶针，释放胶筒内腔液体，达到解封封隔器的目的。上提压裂管柱时，胶筒和中心管会产生相对运动，单向阀上行顶针触碰滑块后，封隔器解封。可拔脱式喷砂器是将安全接头、喷砂器集成一体的新型工具，压裂结束后上提压裂管柱，可将喷砂器喷口关闭，以确保下层的反洗效果；可以逐级设定脱开压力，喷口微节流，以降低喷口流速，减轻套管损伤，降低施工压力。

4）配备专用安全接头。安全接头连接于压裂管柱最上方，当上提压裂管柱遇卡、采取反洗井等措施无法解卡时，可将压裂管柱从安全接头处倒开（或剪断销钉断开）再进行打捞、钻铣等后续作业。安全接头采用锚爪限位设计，本体采用螺旋导向槽，更利于反循环冲砂。

X01 井下入优化后的压裂管柱进行后续 6 段的压裂施工，压裂累计加砂 538 m^3，用液量 4 658 m^3，用时 28 h 全部一次性压开；压裂施工结束后，压裂管柱顺利起出，未发生遇卡。

4　结论与建议

1）剖析套管封隔器分段压裂管柱及其关键工具的结构、原理及参数，是制定水平井套管封隔器分段压裂管柱解卡措施的关键。

2）套管封隔器分段压裂管柱采用 K341 压裂滑套封隔器，可降低压裂管柱上提过程中遇卡的概率，提高压裂施工的成功率和效率。

3）可拔脱式喷砂器是将安全接头、喷砂器集成一体的新型压裂工具，选用新型压裂配套工具并采取恰当的技术措施，可以提高水平井套管封隔器分段压裂的成功率。

参　考　文　献

References

[1] 秦金立，陈作，杨同玉，等. 鄂尔多斯盆地水平井多级滑套分段压裂技术 [J]. 石油钻探技术，2015，43（1）：7–12.
QIN Jinli, CHEN Zuo, YANG Tongyu, et al. Technology of staged fracturing with multi-stage sleeves for horizontal wells in the Ordos Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(1): 7–12.

[2] 席岩，李军，柳贡慧，等. 页岩气水平井多级压裂过程中套管变形研究综述 [J]. 特种油气藏，2019，26（1）：1–6.
XI Yan, LI Jun, LIU Gonghui, et al. Overview of casing deformation in multistage fracturing of shale gas horizontal wells[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(1): 1–6.

[3] 陈现义. 水平井预置管柱完井与连续油管带底封分段压裂一体化技术 [J]. 石油钻采工艺，2017，39（1）：66–70.
CHEN Xianyi. Preset string completion for horizontal wells and staged fracturing integrated technology of coiled tubing with bottom packer[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(1): 66–70.

[4] 邱宗斌，武志学，段腾龙. 水平井分段压裂封隔器失效原因及解决措施 [J]. 设备管理与维修，2016（7）：112–113.
QIU Zongbin, WU Zhixue, DUAN Tenglong. Failure causes and solutions for staged fracturing packers in horizontal wells[J]. Plant Maintenance Engineering, 2016(7): 112–113.

[5] 孙骞，田启忠，吕玮，等. 水平井管内分段压裂技术的研究与应用 [J]. 石油机械，2012，40（5）：92–96.
SUN Qian, TIAN Qizhong, LYU Wei, et al. Research and application of the horizontal multistage fracture technology[J]. China Petroleum Machinery, 2012, 40(5): 92–96.

[6] 柴国兴，刘松，王慧莉，等. 新型水平井不动管柱封隔器分段压裂技术 [J]. 中国石油大学学报（自然科学版），2010，34（4）：141–145.
CHAI Guoxing, LIU Song, WANG Huili, et al. New single-trip staged fracturing technology with packer isolation in horizontal wells[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010, 34(4): 141–145.

[7] 邹一锋，傅春梅，苏黎晖，等. 川西气田水平井 K344 封隔器分段压裂技术应用 [J]. 新疆石油天然气，2016，12（3）：86–89.
ZOU Yifeng, FU Chunmei, SU Lihui, et al. The application of horizontal wells K344 packer staged fracturing technology in Western Sichuan[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2016, 12(3): 86–89.

[8] 戴文潮，姚辉前，崔晓杰. 多级滑套压裂管柱套管内胀封事故分析与处理措施 [J]. 钻采工艺，2017，40（3）：117–119.
DAI Wenchao, YAO Huiqian, CUI Xiaojie. Analysis and treatment measures of expanding sealing accident in casing of multistage sliding sleeve fracturing string[J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(3): 117–119.

[9] 柴国兴，姜国良，牛骏，等. K341 型裸眼水平井压裂封隔器研制 [J]. 石油矿场机械，2013，42（6）：70–72.
CHAI Guoxing, JIANG Guoliang, NIU Jun, et al. Design and test of K341 packer for openhole horizontal well fracturing[J]. Oil Field Equipment, 2013, 42(6): 70–72.

[10] 颜晋川，尹琅，刁素. 水平井 K344 封隔器不动管柱分段压裂技术及应用 [J]. 油气井测试，2014，23（3）：31–33.
YAN Jinchuan, YIN Lang, DIAO Su. Staged fracturing technology of fixed string with K344 packer in horizontal well and its application[J]. Well Testing, 2014, 23(3): 31–33.

［编辑　刘文臣］