

# 威荣页岩气套变井绳结暂堵分段压裂工艺先导性试验

张智强, 王坤杰, 王明贵

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: 33947531@qq.com

项目支持: 中石化石油工程技术服务有限公司科研项目“川南深层页岩气压裂提效关键技术研究”(SG2102-03K)

引用: 张智强, 王坤杰, 王明贵. 威荣页岩气套变井绳结暂堵分段压裂工艺先导性试验[J]. 油气井测试, 2024, 33(6): 42-47.

Cite: ZHANG Zhiqiang, WANG Kunjie, WANG Minggui. Pilot test of staged fracturing technology with knotted temporary plugging for casing-deformed wells in Weirong shale gas reservoir[J]. Well Testing, 2024, 33(6): 42-47.

**摘要** 为提升威荣深层页岩气藏套变水平井的改造效果, 开展套变井绳结暂堵分段压裂先导性试验, 以期实现有效开发。结合深层页岩气的地质及工程参数特征, 采用数值模拟、室内实验以及现场经验对绳结暂堵的工艺参数进行了优化, 初步形成一套适用于威荣深层页岩气藏套变井的绳结暂堵分段压裂工艺。经 WY28-9 井现场应用, 成功完成 9 段施工, 通过微地震监测, 主要进液点波及位置占比 79.5%, 暂堵效果对比常规暂堵球提升 50% 以上, 由于甜点位置封堵效果过好, 施工压力显著上升, 压裂后期单孔进液量和砂量不足, 导致产量受限。该工艺的优化迭代对套变井产量上限的提升有重要意义。

**关键词** 威荣深层页岩气藏; 套变; 水平井; 绳结; 暂堵; 分段压裂; 数值模拟; 微地震监测

中图分类号: TE357

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.06.007

## Pilot test of staged fracturing technology with knotted temporary plugging for casing-deformed wells in Weirong shale gas reservoir

ZHANG Zhiqiang, WANG Kunjie, WANG Minggui

Sinopec Southwest Petroleum Engineering Co., Ltd. Underground Operations Branch, Deyang, Sichuan 618000, China

**Abstract:** To improve the stimulation effect of casing-deformed horizontal wells in the Weirong deep shale gas reservoir, a pilot test of staged fracturing technology with knotted temporary plugging was conducted, aiming for effective development. Combining the geological and engineering parameters of deep shale gas reservoirs, the process parameters of knotted temporary plugging were optimized through numerical simulation, laboratory experiments, and field experience, forming an initial staged fracturing process suitable for casing-deformed wells in the Weirong deep shale gas reservoir. Applied to well WY28-9, the method successfully completed nine stages of construction. Microseismic monitoring showed that the main fluid entry points accounted for 79.5% of the affected area, with temporary plugging effectiveness improved by over 50% compared to conventional temporary plugging balls. However, due to the excessive sealing effect at the sweet spots, construction pressure increased significantly, and the single-perforation fluid and sand intake during the later stages of fracturing were insufficient, limiting production. The iterative optimization of this process is of great significance for enhancing the production limit of casing-deformed wells.

**Keywords:** Weirong deep shale gas reservoir; casing deformation; horizontal well; knotting; temporary plugging; staged fracturing; numerical simulation; microseismic monitoring

四川盆地威荣区块位于荣县-南溪断裂带, 是中强地震活动带, 基底活动可影响志留系, 套变风险较高, 且其垂向地应力居中, 为走滑应力模式, 在诱导因素下, 易形成走滑断裂, 导致套管变形。据统计, 该区块水平井约有 40% 的层段都发生了不同程度的套管变形, 其套管变形机理复杂、影响因素多、变形时机难以预测, 套变防控方法效果有限。该区块水平井压裂多采用泵送桥塞分段压裂工艺,

套管变形后, 原始尺寸的桥塞将难以通过变形段。如果套管变形程度较小, 可以根据套管内径在桥塞座封尺寸范围内选择外径较小的桥塞进行施工, 然而, 大多数情况下, 套管变形后将很难找到合适的分段工具, 水力喷射工具也难以满足入井要求, 因此必须探索新的分段改造工艺<sup>[1]</sup>。前期, 针对套管变形井试验了“投球+暂堵剂”的复合暂堵分段压裂工艺<sup>[2-4]</sup>, 但常规暂堵球坐不住而引起封堵效率低

下,导致改造效果不理想。

纤维绳结由于其塑性和尾部光纤的构造,使其封堵能力远高于常规暂堵球,甚至可以替代桥塞,因此,采用绳结替代常规暂堵球将提升改造效果。国内外学者对绳结暂堵运移规律的理论研究较少,国内吴宝成等<sup>[5]</sup>建立了大尺度可视化孔眼暂堵剂运移观测系统,通过实验观测了孔眼数目和泵注排量对孔眼封堵的影响规律,刘福建<sup>[6]</sup>、刘威等<sup>[7]</sup>对绳结暂堵进行了室内评价实验,并通过现场应用验证了绳结暂堵的可靠性,张旺等<sup>[8]</sup>提出一种利用炮眼规则度来确定绳结暂堵主体规格的方法。

前人重点通过实验观测总结绳结暂堵的运移规律,尚未建立起系统的数学模型。为此,本文模拟在威荣深层页岩气压裂工况,运用DPM模型以及建立压裂液-绳结两相流动耦合模型、水平井“井筒孔眼-裂缝扩展”全耦合模型,研究其运移规律,优化绳结主体、尾部光纤规格以及投入数量、时机的优化方法,并通过现场实验进行了验证,本文研究对威荣深层页岩气藏的有效开发具有重要意义。

## 1 套变井暂堵工艺存在的问题及解决方案

为实现密切割,解决套变对改造的影响,目前在WY多平台共开展缝口暂堵合压10井120次,其中暂堵球35次、暂堵剂20次、复合暂堵65次。

### 1.1 存在问题

截止试验开展前,区块总井数99口,套变44口,套变率为44.44%。按段统计:共设计1854段,套变影响324段,套变影响率为17.48%。套变影响导致施工效率降低、丢段、大段合压、部分井无法完全通井,套变后暂堵合压248段,占比13.38%。

根据该区块近10井120次的暂堵统计,到位增压基本集中在0~2.8 MPa之间(见图1);暂堵后施工压力变化基本集中在0.4~2.8 MPa之间(见图2),暂堵有效性不足。

### 1.2 解决方案

通过调研分析,国外的自适应绳结暂堵工艺可以全井段代替桥塞,应用163个作业者、1300口井,31000压裂段,取代了1826组压裂桥塞,效果好于常规PLA颗粒式化学暂堵转向剂,因此,结合自身实际,选择绳结缝口暂堵转向压裂技术<sup>[9-11]</sup>做为研究方向。

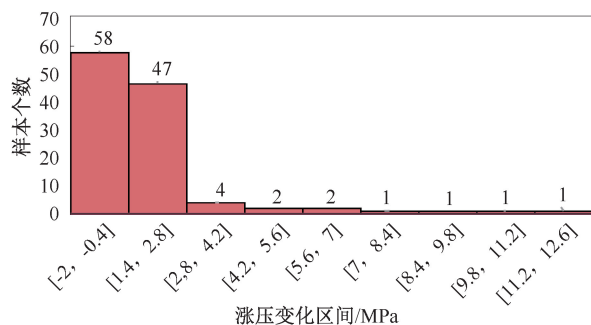


图1 WR一期暂堵到位增压直方图

Fig. 1 WR phase 1 temporary plugging pressure increase histogram

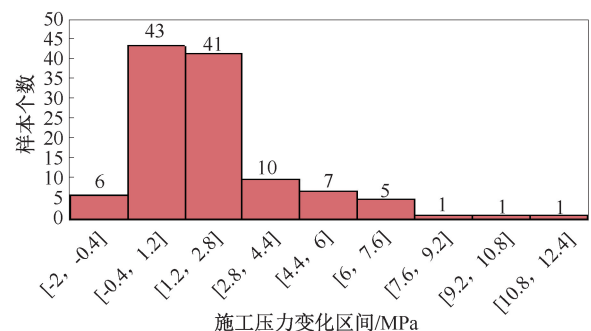


图2 WR一期暂堵后施工压力变化直方图

Fig. 2 WR phase 1 construction pressure variation histogram post temporary plugging

## 2 绳结暂堵工艺优化

利用数值模拟、试验数据并结合现场经验,来确定绳结规格,进行性能优化和参数优化。

### 2.1 规格优化

#### (1) 绳结主体规格确定

基于欧拉-拉格朗日方法,采用DPM模型<sup>[12-14]</sup>,基于威荣深层页岩气套变压裂工况,考虑采用73 mm射孔枪,6簇射孔,含砂体积分15%(模拟获得最大冲蚀度),携砂液占比70%~80%,排量12~16 m<sup>3</sup>/min,对射孔孔眼进行冲蚀预测。数学模型主要包括液相流动模型、湍流模型、颗粒运动方程和冲蚀计算模型;物理模型则选用145.6×13.49 mm套管,建立二维油管接箍模型,选用液体质量分数为0.2%的冻胶压裂液;基于综合绳结的不规则度、材料塑性确定修正系数为2.0。根据冲蚀预测结果(见图3),再乘以修正系数,优化绳结主体直径为18~28 mm。

#### (2) 绳结尾部光纤的确立

绳结尾部光纤影响其在压裂液中流动的稳定性和封堵效率,绳结尾部光纤过短,稳定性和拖拽力不够,封堵效率低下,尾部光纤过长,邻近绳结作

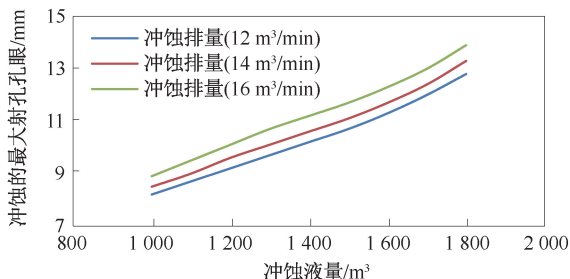


图3 数值模拟炮眼冲蚀结果

Fig. 3 Numerical simulation results of jet erosion

用力增加,不利于封堵,长度超过孔间距则会导致两端尾部纤维进入不同的射孔孔眼。使用 CFD 方法求解压裂液连续流场,使用 DEM 方法求解纤维的运动、受力情况,两者耦合建立压裂液-纤维两相流动模型<sup>[15]</sup>,考虑纤维绳结与压裂液之间相互作用的影响,确定绳结尾部光纤和封堵效率的关系(见图4)。求解方程,最后得出在暂堵排量 3~4 m³/min 以内,封堵效率 100%的尾部光纤(单边,绳结纤维密度为 1.2 g/m³)长度区间为 15~20 mm,并通过室内封堵实验验证。

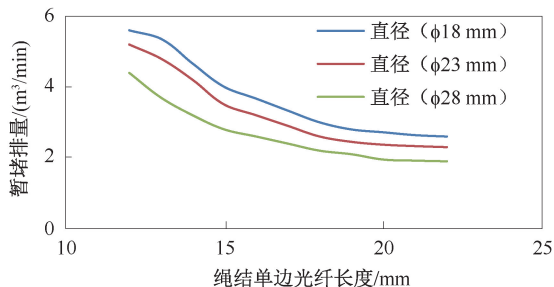


图4 三种规格绳结尾部长度与坐封排量的关系图

Fig. 4 Relationship between the length of the rope end and the seating displacement for three different rope sizes

## 2.2 性能优化

### (1) 抗压试验

川南页岩气水平井内相邻两段间停泵压力与破裂压力之间差值在 0.4~11.19 MPa,绝大部分集中在 2~10 MPa 之间。因此要求施工时间内(3~4 h)暂堵压差应保持在 2 MPa 以上,采用平均直径 15~30 mm 的纤维球,放入内通径为 12 mm 的球座内模拟射孔孔眼直径,进行 60 MPa 下加压 1 h 的加压实验,承压 1 h 不刺不漏,微变形。

### (2) 溶解试验

选择两种纤维长丝 95 ℃ 和 110 ℃,对纤维的溶解,只考虑温度因素。因此试验模拟川南页岩气在压裂过程中的温度进行溶解试验。模拟威荣地层温度 130 ℃,经过液体温度 20 ℃、2h 的持续降温。采用 PT 软件模拟(见图5)。

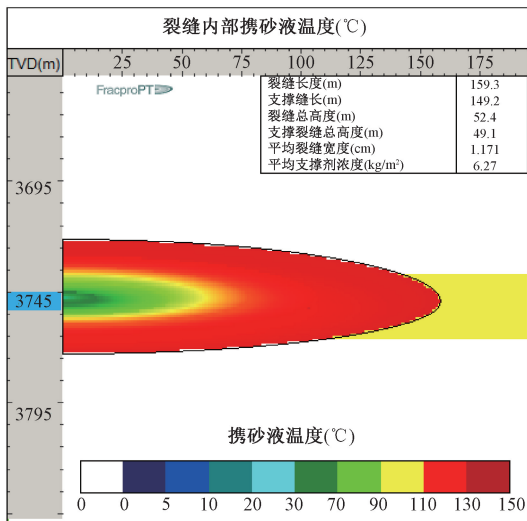


图5 压后裂缝温度分布模拟

Fig. 5 Post-fracturing fracture temperature distribution simulation

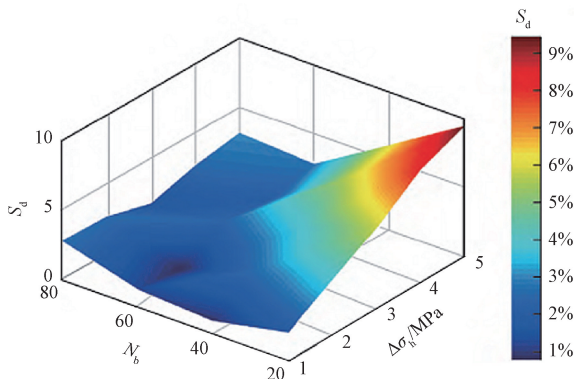
模拟结果显示,暂堵前缝口炮眼经过压裂液的持续降温,温度已经降至 70 ℃ 以下,低于纤维熔点,因此在后续的压裂过程中不会溶解。

## 2.3 参数优化

基于边界元方法建立了水平井“井筒-孔眼-裂缝扩展”全耦合模型,提出绳结暂堵分配的计算方法<sup>[16-17]</sup>,进而模拟研究在初始非均匀应力场条件下进行段内暂堵转向时暂堵球的投球数量、投球时机及其对多簇裂缝扩展的影响,为压裂优化设计提供理论支撑。

### (1) 投球量

随着段内应力差增加,裂缝差异进液系数越大,可以通过增加投球数来获得较低的差异进液系数,而当平面应力差异较小时,可以减少投球数量,以节约成本和减少风险(见图6)。

图6 投球数量、应力差对裂缝进液差异系数影响  
Fig. 6 The influence of balling quantity and stress difference on the coefficient of variation of fracture fluid influx

对于埋深大、施工压力高的储层,过度的暂堵球用量会导致孔眼摩阻过高,大幅度增加井口压力,限制了排量的提升,对形成复杂裂缝以及增大改造体积不利。

## (2) 投球时机

当平面应力差异较小时,可以适当减少投球数量、延后投球时间;当平面应力差异较大时,需要提前投球,尽早封堵优势进液孔眼,从而减小裂缝进液量差异,但同时也需要充分考虑孔眼过度封堵的问题(见图7)。

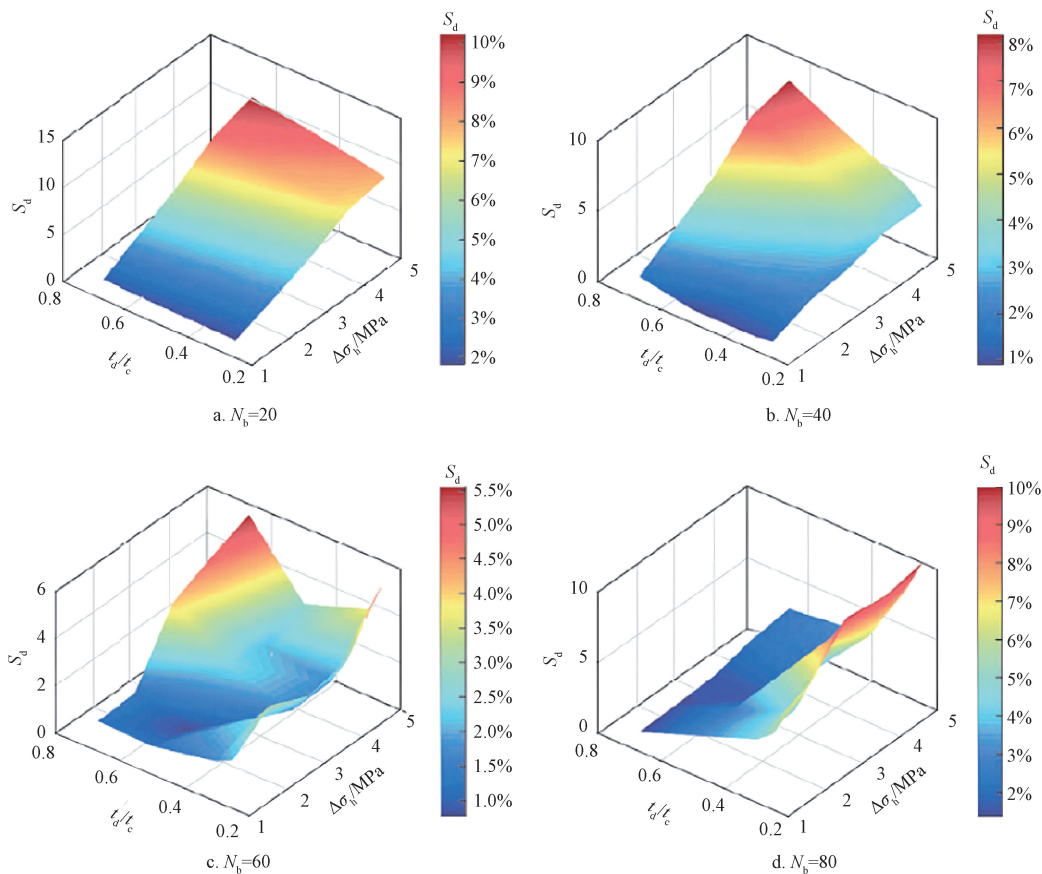


图7 不同投球数量、投球时间/压裂时间、对裂缝进液差异系数影响

Fig. 7 Impact of different ball-throwing quantities, ball-throwing time/fracturing time, and differential coefficient of fluid entry into fractures

## 3 WY28-9HF 井先导性试验

绳结暂堵分段压裂工艺前期在 WY26-2HF、WY27-9HF、YY51-1HF 井取得了良好的封堵效果,为对套变段实施精细化改造,最大限度的提升套变段的改造率,对 WY28-9HF 井开展套变井暂堵绳结分段压裂工艺先导性试验。

### 3.1 基本情况

该井首段压裂后发生套变,套变长度 1 393 m,设计对 3 965~5 363 m 井段采用连油带 73 mm 射孔枪一次性射孔,每段 6 簇,每簇实射 0.5 m,进行暂堵分段压裂,分 18 次暂堵压裂施工,采用新型环生物结进行暂堵压裂,泵送排量 4 m<sup>3</sup>/min(具体参数见表 1)。

### 3.2 施工过程

共计完成 14 次施工,完成率 77.7%,后期因结合微地震显示未发现集中进液点,放弃 15~18 次施工。注入压裂液 21 567.9 m<sup>3</sup>,加砂 1 313.01 m<sup>3</sup>,加砂强度 0.91 m<sup>3</sup>/m,施工压力 78.6~89 MPa,施工排量 10.6~17 m<sup>3</sup>/min,停泵压力 61.4~71.7 MPa。

其中第 1~9 次施工进行绳结暂堵作业,施工压力 83~88 MP,施工排量 13~17 m<sup>3</sup>/min。后续施工,第 10~14 次施工,由于施工压力过高,排量低,放弃暂堵。

### 3.3 结果分析

完成 9 次暂堵施工,暂堵比例 40%,达到既定目标。总体投放量 520 颗,占比所有孔眼(1 300 孔) 40%;平均到位压力显示 1.15 MPa,达到设计 1~2 MPa 的目标。

表 1 WY28-9 压裂基本参数  
Table 1 Basic parameters of fracturing for well WY28-9

压裂参数	数值	压裂参数	数值
完井斜深/m	5 465. 00	液体体系	胶液比例 10%±, 降阻水比例 90%±
完井垂深/m	3 802. 02	支撑剂类型	100/200 目、70~140 目石英砂、40/70 目陶粒
水平段长/m	1 500. 00	绳结主体直径/mm	18~28
段长/m	40~77	绳结尾部光纤/mm	15~18
簇数	6	绳结投放量	第一段投放量初步设计为当段孔眼数的 1. 2 倍, 后续根据情况调整
平均用液强度/(m <sup>3</sup> /m)	2. 12	绳结 I 类性能	110 ℃ 下有效承压 1 d(第 1~16 段)
平均加砂强度/(m <sup>3</sup> /m)	1. 94	绳结 II 类性能	110 ℃ 下有效承压 3 d(第 17~20 段)
施工排量/(m <sup>3</sup> /min)	14~18	绳结 III 类性能	110 ℃ 下有效承压 12 d(第 20~21 段)

(1)微地震水力压裂裂缝监测解释结果

WY28-9HF 井完成 14 次压裂后,主要进液点波及位置占比 79. 5%(1 105 m/1 390 m),转向效果明显。从第二次暂堵开始,进液位置均发生明显改变,随着暂堵投放数量增加,进液点明显减少,由最初的 2~3 条集中进液带降低至 1 条,且全部在射孔段下部,说明上部射孔段(4 000~4 700 m)封堵更好(见图 8)。

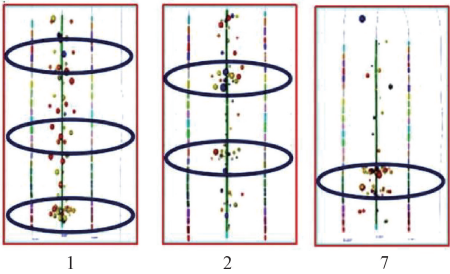


图 8 投放绳结暂堵微地震事件图  
Fig. 8 Microseismic event chart of rope knot temporary plugging deployment

(2)溶解结果分析

1~9 次压裂施工完成后,第 10 次施工压力过高,采用酸液及溶解剂对上部射孔段进行溶解,但从 10~14 次压裂施工微地震情况分析,全井筒进液效果仍然分散(见图 9),说明绳结降解效果不明显。

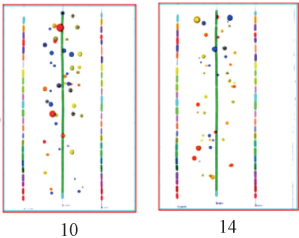


图 9 WY28-9 井 10、14 段进液示意图  
Fig. 9 Schematic diagram of fluid influx for sections 10~14 of well WY28-9

(3)增产效果分析

WY28-9HF 井产量达  $3.5\times10^4\text{ m}^3$ ,而同平台同

半支 8 井与 10 井采用常规分段方式,平均产量  $5.5\times10^4\text{ m}^3$ ,该工艺改造后达到为正常工艺的 65%。

4 结论

(1)从微地震监测看出,暂堵后进液点明显减少,基本不受停泵的影响,且集中进液带由 3 条降低至 1 条,对比常规暂堵球暂堵效果更为明显,说明文中设计的暂堵球规格优化是符合施工要求的。

(2)总体投放绳结暂堵 520 颗,仅占有孔眼(1 300 孔)的 40%,从微地震监测看出,基本封堵了裂缝进液通道,那么按照威荣工区经验,有效进液射孔孔眼为 1/3,计算完成了 390 孔左右的有效封堵,封堵效率在 75%以上。

(3)套变段压裂应以全井筒整体射孔段作为研究优化对象。威荣气田水平段段内应力差一般  $\leq 3\text{ MPa}$ ,按照文中模型计算,投放绳结暂堵数量应先多后少,但是,本次暂堵段改造第一次投球后,微地震监测观察到原进液点还在进液,在后续段反而加大了绳结暂堵投放,直接引起过度暂堵,导致后期裂缝进液困难。因此,在类似施工中,建议参考文中模型计算,优化绳结暂堵投放数量为先多后少。

(4)过度暂堵后,采用酸液及溶解剂溶解对绳结暂堵的溶解,由于浸泡时间过短,效果不理想。因此在使用绳结进行套变段暂堵时,要重点从套变过度的角度,来优化绳结暂堵投球数量,同时要对绳结暂堵的降解性能做进一步优化。

致谢:感谢中石化西南石油工程有限公司井下作业分公司对本文发表提供支持。

参考文献

[1] 赵金洲,任岚,沈骋,等. 页岩气储层缝网压裂理论与技术研究新进展[J]. 天然气工业, 2018, 38(3): 1~14.  
ZHAO Jinzhou, REN Lan, SHEN Cheng, et al. Latest

- research progresses in network fracturing theories and technologies for shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(3): 1-14.
- [2] 王兴文,何颂根,林立世,等. 威荣区块深层页岩气井体积压裂技术[J]. *断块油气田*, 2021, 28(6): 745-749. WANG Xingwen, HE Songgen, LIN Lishi, et al. Volume fracturing technology of deep shale gas well in Weirong block[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(6): 745-749.
- [3] 夏海帮. 页岩气井双暂堵压裂技术研究与现场试验[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(3): 90-96. XIA Haibang. The research and field testing of dual temporary plugging fracturing technology for shale gas wells[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(3): 90-96.
- [4] ZHOU Hongtao, WU Xiaotong, SONG Zongxiao, et al. A review on mechanism and adaptive materials of temporary plugging agent for chemical diverting fracturing[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 212.
- [5] 吴宝成,周福建,王明星,等. 绳结式暂堵剂运移及封堵规律实验研究[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(4): 61-66. WU Baocheng, ZHOU Fujian, WANG Mingxing, et al. Experimental study on migration and plugging pattern of knot temporary plugging agent[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(4): 61-66.
- [6] 刘福建. 柔性绳结暂堵在套变井压裂中试验应用[J]. *内蒙古石油化工*, 2023, 49(8): 18-21. LIU Fujian. Application of flexible temporary blocking knot in fracturing of casing well[J]. *Inner Mongolia Petrochemical Industry*, 2023, 49(8): 18-21.
- [7] 刘威,贾振福,陈恒. 可降解绳结暂堵剂性能评价及应用[J]. *石油化工应用*, 2023, 42(9): 39-44. LIU Wei, JIA Zhenfu, CHEN Heng. Performance evaluation and application of biodegradable knot temporary plugging agent[J]. *Petrochemical Industry Application*, 2023, 42(9): 39-44.
- [8] 张旺,吕永国,李忠宝,等. 绳结暂堵塞性能研究及现场应用[J]. *中外能源*, 2022, 27(12): 63-69. ZHANG Wang, LYU Yongguo, LI Zhongbao, et al. Research on temporary blocking performance of knots and its field application[J]. *Sino-Global Energy*, 2022, 27(12): 63-69.
- [9] ALLISON D, CURRY S, TODD B. Restimulation of wells using biodegradable particulates as temporary diverting agents[R]. SPE-149221-MS, 2024.
- [10] CARPENTER C. Use of biodegradable materials during refracturing of a horizontal well[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2015, 67(5): 137-139.
- [11] 刘雁蜀,秦龙,王治国,等. 套管压裂过程中射孔孔眼冲蚀数值模拟[J]. *石油机械*, 2015, 43(9): 66-69. LIU Yanshu, QIN Long, WANG Zhiguo, et al. Numerical simulation of perforation hole erosion during casing fracturing[J]. *Petroleum Machinery*, 2015, 43(9): 66-69.
- [12] 曾德智,张思松,田刚,等. 加砂压裂过程中套管孔眼抗冲蚀性能分析[J]. *表面技术*, 2022, 51(6): 204-213. ZENG Dezhi, ZHANG Sisong, TIAN Gang, et al. Analysis of the erosion resistance of casing perforations in sand-added fracturing process[J]. *Surface Technology*, 2022, 51(6): 204-213.
- [13] 方裕燕,冯伟,张雄,等. 炮眼暂堵室内实验研究[J]. *钻采工艺*, 2018, 41(6): 102-105. FANG Yuyan, FENG Wei, ZHANG Xiong, et al. Experimental study on temporary plugging of perforations[J]. *Drilling & Production Technology*, 2018, 41(6): 102-105.
- [14] 冯伟,王文斌,董福建,等. 气体携砂数值分析方法[J]. *断块油气田*, 2018, 25(4): 502-505. FENG Wei, WANG Wenbin, DONG Fujian, et al. Numerical analysis method for gas carrying sand[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2018, 25(4): 502-505.
- [15] 肖晖,李洁,曾俊. 投球压裂堵塞球运动方程研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2011, 33(5): 162-167. XIAO Hui, LI Jie, ZENG Jun. Study on the motion equation of plugging balls in ball-sealing fracturing[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2011, 33(5): 162-167.
- [16] 雷伟. 新型可溶金属孔眼暂堵球的研究及应用[J]. *钻采工艺*, 2020, 43(3): 73-75. LEI Wei. Research and application of a new type of soluble metal ball for perforation plugging[J]. *Drilling & Production Technology*, 2020, 43(3): 73-75.
- [17] 吕瑞华,刘奔,安琳. 水平井转向压裂用暂堵球运移封堵规律研究[J]. *石油机械*, 2020, 48(7): 117-122. LYU Ruihua, LIU Ben, AN Lin. Study on the migration and plugging laws of temporary plugging balls for divert fracturing in horizontal wells[J]. *China Petroleum Machinery*, 2020, 48(7): 117-122.

编辑 方志慧

第一作者简介:张智强,男,1982年出生,高级工程师,硕士,2008年毕业于西南石油大学油气田开发专业,现在中石化西南石油工程公司井下作业公司从事技术管理工作。电话:15884296354,Email:33947531@163.com。通信地址:四川省德阳市金沙江路699号,邮政编码:618000。