

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2020018

## 碳酸盐岩储层缝内暂堵转向压裂实验研究

李春月<sup>1</sup>, 房好青<sup>1</sup>, 牟建业<sup>2</sup>, 黄燕飞<sup>1</sup>, 胡文庭<sup>1</sup>

(1. 中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院, 新疆乌鲁木齐 830011; 2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249)

**摘要:** 顺北油气田碳酸盐岩储层非均质性强、连通性差, 采用暂堵转向压裂技术可提高裂缝复杂程度, 改善开发效果, 但碳酸盐岩储层暂堵条件下的裂缝起裂扩展规律尚不明确。为此, 采用改进后的三轴压裂模拟实验装置, 进行了碳酸盐岩暂堵转向压裂实验研究。依次注入压裂液和加有暂堵剂的压裂液, 分析了注入暂堵剂前后的施工压力曲线变化情况和暂堵转向压裂后的裂缝形态, 从而明确了裂缝暂堵转向规律和实现缝内暂堵转向压裂的条件。研究表明, 暂堵可增大裂缝复杂程度; 为了实现缝内暂堵转向压裂, 岩样内要发育有天然裂缝或层理面, 同时暂堵剂能够进入裂缝内并实现封堵, 使施工压力升高, 从而实现新缝开启或转向。碳酸盐岩缝内暂堵转向压裂规律研究结果为顺北油气田碳酸盐岩储层压裂改造提供了理论依据。

**关键词:** 碳酸盐岩储层; 缝内暂堵; 转向压裂; 转向规律; 转向条件; 三轴压裂实验

中图分类号: TE357.1<sup>+4</sup> 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2020)02-0088-05

## Experimental Study on Temporary Fracture Plugging and Diverting Fracturing of Carbonate Reservoirs

LI Chunyue<sup>1</sup>, FANG Haoqing<sup>1</sup>, MOU Jianye<sup>2</sup>, HUANG Yanfei<sup>1</sup>, HU Wenting<sup>1</sup>

(1. Research Institute of Petroleum Engineering, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 830011, China;  
2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249, China)

**Abstract:** Carbonate reservoirs in Shunbei Oil and Gas Field are characterized by strong heterogeneity and poor connectivity. Although temporary fracture plugging and diverting fracturing can improve fracture complexity and reservoir development, fracture initiation and propagation law in such reservoirs are still not fully understood under the condition of temporary plugging. Therefore, the experimental study on temporary fracture plugging and diverting fracturing of carbonate reservoirs was carried out using the improved true triaxial fracturing experimental system. Fracturing fluid without and with temporary plugging agent were injected in sequence. The change of pressure before and after the injection of temporary plugging agent and the fracture morphology after temporary plugging and diverting fracturing were analyzed, based on which the law of fracture temporary fracture plugging and diverting was clarified. The research showed that temporary plugging can increase the complexity of fracture, and to achieve temporary plugging and diverting fracturing, natural fractures or beddings should be developed in rock so that the plugging agent could enter the fracture and achieve plugging, and so as to realize new fractures opening or diverting with increasing pressure. The research results of the law of temporary plugging and diverting in carbonate fractures would provide a theoretical basis for fracturing of carbonate reservoirs in Shunbei Oil and Gas Field.

**Key words:** carbonate reservoir; temporary fracture plugging; diverting fracturing; diverting law; diverting condition; triaxial fracturing experiment

顺北油气田油气资源丰富, 勘探面积已经达到3 000 km<sup>2</sup>以上<sup>[1-2]</sup>。该油气田为典型的缝洞型碳酸盐岩油藏, 基质较为致密, 平均渗透率小于1.0 mD, 渗流能力较差; 地层中发育裂缝、微裂缝及溶洞, 钻井完井过程中, 钻井液、完井液容易对地层造成污染, 堵塞天然裂缝, 降低本已较弱的渗流能力<sup>[3]</sup>。传统的压裂技术一般只能形成简单裂缝, 难以波及离主裂缝较远的储集体<sup>[4]</sup>, 改造效果不理想; 暂堵转向压裂

收稿日期: 2019-06-03; 改回日期: 2019-12-14。

**作者简介:** 李春月(1979—), 女, 河北固安人, 2006年毕业于中国石油大学(北京)石油工程专业, 2009年获中国石油大学(北京)油气田开发工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事储层改造方面的研究工作。E-mail: lichy.xbsj@sinopec.com。

**基金项目:** 国家科技重大专项“西北超深井高效钻完井工艺技术”(编号: 2017ZX05005-005-009)、国家科技重大专项“靶向酸压控制因素及暂堵转向实验研究”(编号: 2016ZX05014-005-012)和中国石化科技攻关项目“顺北1区断溶体油藏储层改造技术研究与应用”(编号: P18022-2)联合资助。

技术可形成复杂裂缝, 连通更多储集体, 改善开发效果<sup>[5]</sup>。

进行暂堵转向压裂首先需要通过物理模拟实验明确和验证裂缝暂堵转向的可行性和裂缝暂堵转向规律, 虽然目前国内学者已进行了一些裂缝起裂扩展物理模拟实验<sup>[6-7]</sup>, 但很少进行暂堵条件下的三轴物理模拟实验, 裂缝暂堵转向规律不明确。N. R. Warpinski 等人<sup>[8]</sup>进行了矿场挖掘试验, 认为节理、断层和层面等地质间断面对水力裂缝形态影响显著。R. G. Jeffrey 等人<sup>[9]</sup>进行了矿场水力压裂试验, 考察了水力裂缝与天然裂缝、剪切带和纹理的相互作用规律。目前国内主要开展了真三轴大型物理模拟实验, 研究水力裂缝起裂扩展规律和影响因素, 杨焦生等人<sup>[10]</sup>通过实验认识到当水平主应力差较小时, 水力裂缝主要沿天然裂缝方向随机扩展; 随着水平主应力差增大, 水力裂缝面垂直于最小主应力方向。张士诚等人<sup>[11]</sup>利用页岩露头岩样进行了水力压裂裂缝扩展模拟实验, 得到了相似的结论。汪道兵等人<sup>[12-13]</sup>针对砂岩进行了暂堵转向压裂物理模拟实验, 发现暂堵可增大施工压力, 使裂缝复杂程度增强, 但未进行碳酸盐岩暂堵转向压裂实验研究。李玮等人<sup>[14]</sup>采用有限元方法进行了暂堵转向压裂数值模拟, 研究了纤维暂堵转向过程中主应力、岩石力学参数对裂缝转向的影响。

由于目前缺少碳酸盐岩暂堵转向压裂方面的实验研究, 笔者等人改进了暂堵转向压裂物理模拟实验装置及实验方法, 开展了顺北碳酸盐岩储层缝内暂堵转向压裂实验研究, 通过碳酸盐岩真三轴暂堵转向压裂物理模拟实验, 明确了暂堵压裂过程中施工压力的特征、压裂裂缝形态、暂堵转向影响因素及影响规律, 为顺北油气田储层暂堵转向压裂设计及施工提供了理论依据和指导。

## 1 暂堵转向压裂实验装置

传统的三轴暂堵压裂物理模拟实验装置管线较细, 无法泵送暂堵剂; 同时, 受井筒结构限制, 裸眼井段不够长, 暂堵剂很难进入裂缝内, 无法进行暂堵转向压裂模拟。为此, 在三轴暂堵压裂物理模拟装置的基础上, 增加暂堵剂泵送系统, 改进井筒结构, 以满足暂堵转向压裂实验需求(见图 1)。泵送系统采用 2 个液罐, 一个放置压裂液, 另一个放置暂堵液(暂堵剂与压裂液的混合物), 为防止暂堵剂堵塞管线, 采用内径 10.0 mm 的管线。采用外径 20.0 mm、

内径 14.0 mm、长 150.0 mm 的钢管模拟井筒; 固井时, 岩样中部留出 50.0 mm 长的裸眼井段。

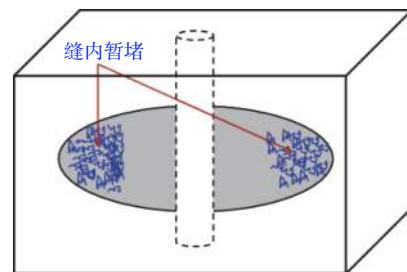


图 1 缝内暂堵压裂示意

Fig. 1 Schematic diagram of temporary fracture plugging and fracturing

真三轴暂堵压裂物理模拟装置主要由岩样腔、井口、暂堵液罐、压裂液罐、驱替泵和控制台组成(见图 2), 可对尺寸为 300 mm×300 mm×300 mm 或 400 mm×400 mm×400 mm 的岩样开展压裂物理模拟实验。本文实验采用 300 mm×300 mm×300 mm 的碳酸盐岩露头岩样, 用驱替泵对岩样进行三向主应力加载。

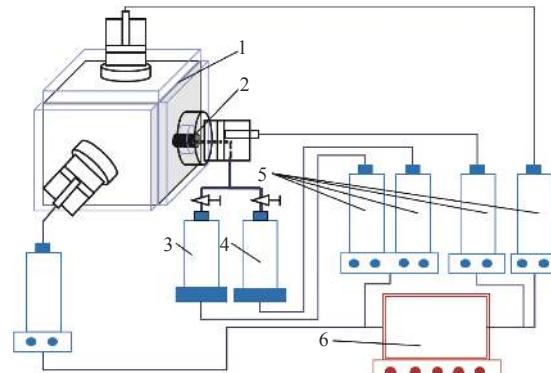


图 2 真三轴暂堵压裂物理模拟实验装置示意

Fig.2 True triaxial fracturing experimental apparatus

1. 岩样腔; 2. 井口; 3. 压裂液罐; 4. 暂堵液罐; 5. 驱替泵; 6. 控制台

实验过程中, 压裂液通过井筒进入岩样内部, 在有限的空间内可以迅速憋起高压, 从而实现裂缝起裂扩展。由于室内岩样尺寸较小, 压裂形成的裂缝较窄, 为了保证暂堵剂能进入裂缝内, 选用体膨颗粒和纤维 2 种暂堵材料配合进行封堵。体膨颗粒暂堵材料具有变形性, 在压力作用下能够变形, 可顺利进入裂缝内; 由于长纤维易于在缝口形成桥塞, 无法进入裂缝内部, 因此, 要求采用长度小于 1.0 mm 的纤维暂堵材料<sup>[15-16]</sup>。

以胍胶压裂液为暂堵剂携带液, 压裂液中加入为 2%~4% 的暂堵剂, 混合均匀配制成暂堵液, 置于暂堵液罐中, 试验时将暂堵液泵入井筒内。

## 2 暂堵转向压裂实验

### 2.1 实验步骤

1) 在岩样中钻取一个直径 20.0 mm、长度 200.0 mm 的井眼；用长度为 150.0 mm 的钢管模拟井筒并进行固井，中间留出 50.0 mm 长的裸眼井段。

2) 制备 2 罐压裂液，将其中一罐置于压裂液罐中，将另一罐添加 2%~4% 的暂堵剂配制成暂堵液，然后置于暂堵液罐中。

3) 将岩样置于岩样腔内，根据实验要求对岩样施加最小水平主应力、最大水平主应力和垂向应力，然后进行 4 组实验，第一、二组的三向应力均为 5, 13 和 15 MPa，但暂堵液中暂堵剂的加量不同，第三、四组的三向应力均为 2, 10 和 15 MPa，暂堵液中暂堵剂的加量也不同。

4) 首先泵入压裂液，压开第一条裂缝；再切换为暂堵液，用压裂液将暂堵剂携带入缝内，实验过程中记录施工压力。

5) 泵注结束，取出岩样，观察岩样表面的裂缝形态；然后剖开岩样，观察岩样内部的裂缝形态、暂堵剂铺设形态和裂缝转向情况，并与施工压力曲线结合进行分析。

### 2.2 实验结果分析

#### 2.2.1 第一组实验

实验施加的三向应力分别为 5, 13 和 15 MPa，分别泵注 1 000 mL 压裂液和 1 000 mL 暂堵液，暂堵液是在压裂液中加入 0.4% 纤维暂堵剂配制而成，排量为 50 mL/min，实验压力曲线如图 3 所示。

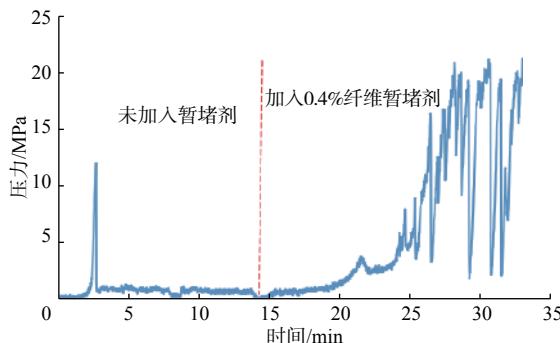


图 3 添加 0.4% 纤维暂堵剂时施工压力与时间的关系

Fig.3 Relationship between construction pressure and time when adding 0.4% fiber plugging agent

从图 3 可以看出，泵注未加入暂堵剂压裂液的压裂过程中有明显破裂点，裂缝起裂压力较高，裂缝延伸压力较低，这与常规压裂过程中的压力变化

规律相似；泵注加入暂堵剂的压裂液后，施工压力逐渐升高，最高达 20.0 MPa，且压力波动明显，该压力特征为暂堵剂在裂缝中运移暂堵以及压开新缝所致。暂堵剂进入裂缝时，与裂缝壁面有摩擦，暂堵液流动阻力增加，所以施工压力逐渐升高；随着更多暂堵剂进入裂缝深部，逐渐堵塞裂缝，暂堵带越来越致密，施工压力越来越高，当施工压力达到一定值时，新裂缝开启，压力有明显降落，裂缝沿新方向延伸。由于一直泵注加入暂堵剂的压裂液，所以后期施工压力较高，且跳动明显。

压裂后取出岩样，剖开岩样发现，纤维进入了裂缝内部，分布较广，压裂形成了复杂缝，与常规压裂形成的裂缝形态差异明显。泵注压裂液后形成了第一条缝，由于非均质性影响，该缝并不完全垂直于最小主应力。暂堵后，形成了第二条裂缝，该裂缝在第一条裂缝的某一位置起裂，并在新的方位扩展。另外，观察裂缝表面发现，第二条裂缝面颜色发黄，为层理面，该裂缝实际为层理面开启，层理面应力较弱，暂堵后压力升高后开启了层理面。

#### 2.2.2 第二组实验

实验施加的三向应力分别为 5, 13 和 15 MPa，分别泵注 1 000 mL 压裂液和 1 000 mL 暂堵液，暂堵液是在压裂液中加入 0.7% 纤维暂堵剂配制而成，排量为 50 mL/min，施工压力曲线如图 4 所示。

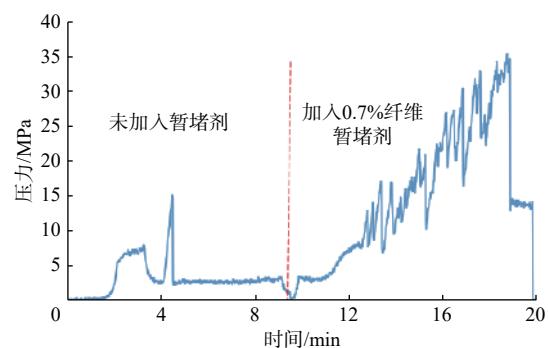


图 4 添加 0.7% 纤维暂堵剂时施工压力与时间的关系

Fig.4 Relationship between construction pressure and time when adding 0.7% fiber plugging agent

从图 4 可以看出，泵注未加入暂堵剂压裂液时破裂不明显，由于采用的天然岩样上有微裂缝，起裂压力不明显；泵注加入暂堵剂压裂液的阶段，压力明显上升，且上升过程中波动幅度较大，说明暂堵效果较好；压力上升过程中有时出现明显突降，是压开新缝的标志。由于第二段一直泵注加入暂堵剂的压裂液，压力升高非常明显，最高达到 35.0 MPa。

实验结束，取出岩样剖开发现，暂堵剂进入了裂

缝内部,形成了复杂裂缝。第一条裂缝垂直于最小主应力,第二条裂缝与最小主应力有一定夹角,第二条裂缝面颜色发黄,为层理面开启。

### 2.2.3 第三组实验

实验施加的三向应力分别为2, 10和15 MPa, 分别泵注1 000 mL压裂液和1 000 mL暂堵液, 暂堵液是在压裂液中加入1.0%的体膨颗粒暂堵剂配制而成, 暂堵剂粒径小于100目, 排量为100 mL/min。由于体膨颗粒暂堵剂变形能力较强, 且具有一定流动性, 膨胀后颗粒较小, 形成的阻力较小, 注入暂堵剂后施工压力仍较低, 且无明显突变(见图5)。实验结束, 取出岩样剖开看到, 只是形成了简单缝。实验结果表明, 以小粒径体膨颗粒为暂堵剂, 加量较小, 施工净压力较低时, 无法形成暂堵转向。

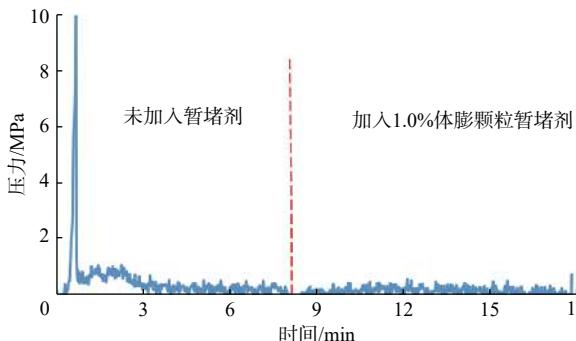


图5 添加1.0%体膨颗粒暂堵剂时施工压力与时间的关系

**Fig.5 Relationship between construction pressure and time when adding 1.0% volume expansion granule plugging agent**

### 2.2.4 第四组实验

实验施加的三向应力分别为2, 10和15 MPa, 泵注1 000 mL暂堵液, 暂堵液是在压裂液中加入5.0%的体膨颗粒暂堵剂配制而成, 暂堵剂粒径1.0~3.0 mm, 排量为100 mL/min, 施工压力曲线如图6所示。

从图6可以看出,由于体膨颗粒粒径较大, 加量较大, 泵注暂堵液过程中压力较高, 达到14 MPa左右, 且波动明显。虽然大量暂堵剂进入裂缝中, 注入压力较高, 由于该岩样微裂缝或层理不发育, 虽然暂堵后施工压力升高, 但岩样没有出现明显破裂点, 只形成了简单缝, 说明天然裂缝或层理面是暂堵转向压裂的必要条件。根据能量最小原则, 裂缝总是沿着阻力最小的方向延伸, 暂堵转向压裂过程中裂缝的扩展也遵循这一原则。第一次开裂的位置阻力最小, 虽然暂堵升高了压力, 裂缝仍然沿阻力

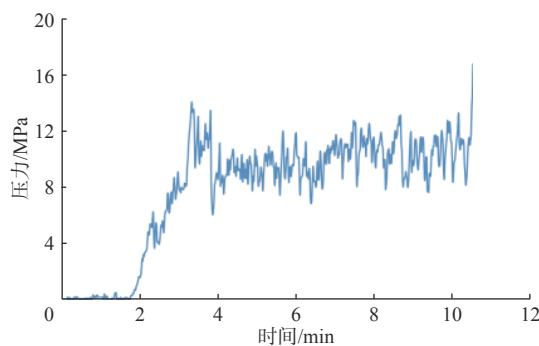


图6 添加5.0%体膨颗粒暂堵剂时施工压力与时间的关系

**Fig.6 Relationship between construction pressure and time when adding 5.0% volume expansion granule plugging agent**

最小方向扩展; 均质岩样中, 原裂缝仍然是阻力最小的方向, 所以未观察到暂堵转向现象。存在的天然裂缝或层理(其强度较低)提供了阻力次小的方向, 暂堵提升压力后, 出现裂缝转向延伸现象。实际地层存在非均质性, 总会存在天然裂缝或层理面, 暂堵中只要压力升得足够高, 就能实现暂堵转向。

以上实验表明, 泵注压裂液时, 裂缝延伸压力较低; 泵注暂堵液时(低加量体膨颗粒暂堵液除外), 泵注压力上升明显, 且波动明显, 这是由于暂堵剂在缝内堵塞形成高阻力带, 从而提高了泵注压力。岩样存在天然裂缝或层理时, 通过暂堵提高施工压力, 就能形成复杂的裂缝, 就可观察到裂缝转向延伸现象; 岩样无天然裂缝或层理面时, 只能形成简单裂缝形态, 无法观察到裂缝转向延伸现象; 不加入暂堵剂, 泵注压力没有明显升高, 只能形成简单裂缝形态, 也无法观察到裂缝转向延伸现象。研究认为, 实现裂缝暂堵转向、形成复杂裂缝的必要因素是存在天然裂缝或层理面和暂堵剂进入裂缝内部形成暂堵。

## 3 结 论

1) 暂堵转向压裂物理模拟实验中, 由于裂缝宽度较窄, 因此, 暂堵剂进入裂缝内是保证实验成功的重要条件。小颗粒体膨颗粒和较短纤维能进入缝内, 实现暂堵转向的目的; 如暂堵剂在井筒内形成桥塞, 则达不到缝内暂堵转向的目的。

2) 暂堵转向压裂中, 如暂堵剂在缝内有效堵塞, 泵注压力明显升高, 且出现明显波动, 表明发生暂堵转向形成了新裂缝, 且新起裂位置为天然裂缝或层理所在位置, 压裂后可形成复杂裂缝。

3)若无天然裂缝或层理面,即使形成暂堵使泵注压力升高,在较均质的岩样中仍然只能形成简单的裂缝;若暂堵后压力升高不明显,也不会出现裂缝转向现象;存在天然裂缝或层理面、暂堵后施工压力明显升高是实现裂缝转向、形成复杂裂缝的必要条件。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 赵志国,白彬珍,何世明,等.顺北油田超深井优快钻井技术[J].石油钻探技术,2017,45(6):8-13.  
ZHAO Zhiguo, BAI Binzhen, HE Shiming, et al. Optimization of fast drilling technology for ultra-deep wells in the Shunbei Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 8-13.
- [2] 刘彪,潘丽娟,易浩,等.顺北含辉绿岩超深井井身结构优化设计[J].石油钻采工艺,2016,38(3):296-301.  
LIU Biao, PAN Lijuan, YI Hao, et al. Casing program optimization of ultra-deep well with diabase reservoir in Shunbei Block[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(3): 296-301.
- [3] 蒋廷学,周琨,贾文峰,等.顺北油气田超深碳酸盐岩储层深穿透酸压技术[J].石油钻探技术,2019,47(3):140-147.  
JIANG Tingxue, ZHOU Jun, JIA Wenfeng, et al. Deep penetration acid-fracturing technology for ultra-deep carbonate oil & gas reservoirs in the Shunbei Oil and Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 140-147.
- [4] 房好青,赵兵,汪文智,等.塔河油田靶向压裂预制缝转向技术模拟研究[J].石油钻探技术,2019,47(5):97-103.  
FANG Haoqing, ZHAO Bing, WANG Wenzhi, et al. Simulation study on the range of diversion in targeted fracturing of prefabricated fractures in the Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(5): 97-103.
- [5] 王坤,葛腾泽,曾雯婷.低产油气井强制裂缝转向重复压裂技术[J].石油钻探技术,2018,46(2):81-86.  
WANG Kun, GE Tengze, ZENG Wenting. Re-fracturing technique using forced fracture re-orientation of low production oil and gas wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(2): 81-86.
- [6] 王博,周福建,邹雨时,等.水平井暂堵分段缝间干扰数值模拟方法[J].断块油气田,2018,25(4):506-509.  
WANG Bo, ZHOU Fujian, ZOU Yushi, et al. Numerical simulation method of fracture interaction during temporary plugging staged fracturing[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(4): 506-509.
- [7] 薛亚斐,温哲豪,沈云波,等.绒囊暂堵转向压裂裂缝转向能力及其力学机理分析[J].石油钻采工艺,2018,40(5):633-640.  
XUE Yafei, WEN Zhehao, SHEN Yunbo, et al. Analysis on the fracture diverting capacity and mechanical mechanisms of fuzzy-
- ball temporary plugging, diverting and fracturing technology[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(5): 633-640.
- [8] WARPINSKI N R, TEUFEL L W. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation[J]. Journal of Petroleum Technology, 1987, 39(2): 209-220.
- [9] JEFFERY R G, VANDAMME L, ROEGIERS J C. Mechanical interactions in branched or subparallel fractures[R]. SPE 16422, 1987.
- [10] 杨焦生,王一兵,李安启,等.煤岩水力裂缝扩展规律试验研究[J].煤炭学报,2012,37(1):73-77.  
YANG Jiaosheng, WANG Yibing, LI Anqi, et al. Experimental study on propagation mechanism of complex hydraulic fracture in coal-bed[J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(1): 73-77.
- [11] 张士诚,郭天魁,周彤,等.天然页岩压裂裂缝扩展机理试验[J].石油学报,2014,35(3):496-503,518.  
ZHANG Shicheng, GUO Tiankui, ZHOU Tong, et al. Fracture propagation mechanism experiment of hydraulic fracturing in natural shale[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(3): 496-503, 518.
- [12] 汪道兵,周福建,葛洪魁,等.纤维强制裂缝转向规律实验及现场试验[J].东北石油大学学报,2016,40(3):80-88.  
WANG Daobing, ZHOU Fujian, GE Hongkui, et al. Experimental study on the fiber-based diverting fracturing technology of artificial fractures and its field application[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2016, 40(3): 80-88.
- [13] 王晓冬,史云清,侯晓春,等.转向压裂增产评价方法[J].地球科学,2017,42(8):1296-1300.  
WANG Xiaodong, SHI Yunqing, HOU Xiaochun, et al. Enhancement evaluation of vertical reorientation fractures[J]. Earth Science, 2017, 42(8): 1296-1300.
- [14] 李玮,纪照生.暂堵转向压裂机理有限元分析[J].断块油气田,2016,23(4):514-517.  
LI Wei, JI Zhaosheng. Finite element analysis of temporary plugging and fracturing mechanism[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(4): 514-517.
- [15] 范华波,薛小佳,安杰,等.致密油水平井中低温可降解暂堵剂研发与性能评价[J].断块油气田,2019,26(1):127-130.  
FAN Huabo, XUE Xiaoja, AN Jie, et al. Development and performance evaluation of medium-low temperature degradable temporary plugging agent in tight oil horizontal wells[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2019, 26(1): 127-130.
- [16] 马海洋,罗明良,温庆志,等.转向压裂用可降解纤维优选及现场应用[J].特种油气藏,2018,25(6):145-149.  
MA Haiyang, LUO Mingliang, WEN Qingzhi, et al. Degradable fiber optimization and field application in diverting fracturing[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(6): 145-149.

[编辑 藤春鸣]