

# 八道湾组全直径岩心不同压裂液下真三轴 压裂裂缝延伸特征

孟卫东<sup>1</sup>, 刘洪涛<sup>2</sup>, 孙彬峰<sup>2</sup>

(1. 中国石油化工股份有限公司 河南油田分公司科技部, 河南 南阳 473000;

2. 中国石油化工股份有限公司 河南油田分公司石油工程技术研究院, 河南 南阳 473000)

**摘要:**选用新疆焉耆盆地博湖凹陷,宝浪苏木构造带,下侏罗统八道湾组X井全直径岩心制备300 mm的立方体试样,分别开展滑溜水压裂液、瓜胶压裂液和超临界二氧化碳压裂,研究不同压裂液下的破裂压力和裂缝延伸形态特征。结果表明:瓜胶压裂液压裂下的破裂压力最高,滑溜水压裂液次之,超临界二氧化碳的破裂压力最小,压裂时间最短,可以形成更加复杂的缝网,与滑溜水和瓜胶压裂液相比,破裂压力分别降低了26.0%和33.3%;滑溜水压裂液压裂岩样表面可以形成分支缝,全直径岩心可以形成转向裂缝;瓜胶压裂液压裂岩样表面和全直径岩心均形成较为平直的双翼裂缝;超临界二氧化碳压裂岩样表面裂缝形态复杂,裂缝易发生转向,迂曲度大,主缝为双翼非对称缝,可以诱导产生多条贯穿主裂缝,裂缝整体分布呈现“Y”形和“H”形,全直径岩心内裂缝复杂程度高,可形成缝网和转向裂缝,裂缝面具有凹凸不平特性,这对于压裂裂缝自支撑具有重要作用。室内物理模拟实验研究结果可为现场压裂施工设计提供参考。

**关键词:**全直径岩心;真三轴压裂;破裂压力;裂缝形态

**中图分类号:**TE352 **文献标志码:**A **文章编号:**1671-1807(2023)19-0233-06

目前水力压裂技术是致密储层有效开发的重要技术之一,具有很高商业价值,并得到广泛运用,而压裂之后的裂缝形态是评价裂缝扩展的重要因素<sup>[1-2]</sup>。但储层一般埋藏较深、地下岩层结构和应力水平复杂,对水力压裂技术具有诸多影响,加上缺乏准确有效的现场监测手段,因而无法直接观测地下储层的水力压裂效果<sup>[3]</sup>。现阶段人们对水力压裂裂缝的扩展模式和分布规律认识不清,对地下压裂井网的设计和布置具有盲目性。因此,探明和掌握水力压裂裂缝的起裂条件、扩展形态和影响因素,对于水力压裂设计、储层改造和提高油气资源的采收率十分重要。针对不同压裂液对储层岩石进行的室内压裂物理模拟试验,是认识压裂裂缝几何形态和扩展规律的一种可靠、有效的手段,通过室内试验探究不同因素对水力压裂破裂压力及破坏形态的影响能够更好地指导现场压裂设计<sup>[4-7]</sup>。

目前国内外主要通过大尺寸真三轴物理实验来直观研究压裂裂缝形态。Daneshy<sup>[8]</sup>较早地利用真三轴装置开展了砂岩裂缝延伸实验,并采用透明

有机玻璃作为材料制备试样以直观观察裂缝形态。Bahrman和Elbel<sup>[9]</sup>、Ketterij和Pater<sup>[10]</sup>、张广清和陈勉<sup>[11]</sup>通过真三轴水力压裂物理实验分别研究了射孔方位角和井筒方位角对水力裂缝的影响。Lamont和Jessen<sup>[12]</sup>、Blanton<sup>[13]</sup>、Olson等<sup>[14]</sup>、Dehghan等<sup>[15]</sup>、林伯韬等<sup>[16]</sup>、唐鹏飞等<sup>[17]</sup>、郭培峰等<sup>[18]</sup>分别通过岩石和混凝土模拟实验对预制天然裂缝的立方体试件进行真三轴水力压裂实验,研究了岩石类型、胶结类型、天然裂缝发育、倾角及走向、应力差等不同因素下的天然裂缝对压裂裂缝扩展的影响。Guo等<sup>[19]</sup>、Liu等<sup>[20]</sup>、鞠杨等<sup>[21]</sup>借助计算机断层扫描(computed tomography, CT)扫描技术和分形理论对真三轴压裂后的页岩和砂砾岩的压裂裂缝形态裂缝复杂程度进行了评价。Shi等<sup>[22]</sup>为了研究砂砾岩储层的水力裂缝破裂行为和体积压裂的可行性,通过真三轴物理实验研究压裂裂缝形态,并开展声发射实时监测,试验结果产生弯曲的水力裂缝。李畅等<sup>[23]</sup>采用水、超临界二氧化碳两种压裂液对煤样进行水力压裂试验发现,使用水作为

**收稿日期:**2023-06-06

**基金项目:**河南油田科研横向项目(合同编号:31350024-22-ZC0607-0009)。

**作者简介:**孟卫东(1973—),男,河南周口人,中国石油化工股份有限公司河南油田分公司科技部,高级工程师,硕士,研究方向为钻井工程;刘洪涛(1978—),男,湖北天门人,中国石油化工股份有限公司河南油田分公司石油工程技术研究院,高级工程师,研究方向为储层改造;孙彬峰(1989—),男,河南南阳人,中国石油化工股份有限公司河南油田分公司石油工程技术研究院,副研究员,研究方向为储层改造。

压裂液时,破裂压力更高。Cai 等<sup>[24]</sup>研究煤岩水力压裂裂缝网络形态,讨论了主水力裂缝在应力扰动下水力裂缝网络生长的基本规律。王赓钊等<sup>[25]</sup>采用页岩油不同储集层的全直径岩心进行真三轴压裂物理模拟实验,研究水力裂缝在不同储集层中的纵向扩展形态;侯冰等<sup>[26]</sup>基于室内真三轴室内压裂物模试验,采用全直径致密砂岩和页岩全直径岩心,利用混凝土包裹全直径井下岩心测试真三轴环境下的水力裂缝起裂和垂向延伸形态;邹雨时等<sup>[27]</sup>采用页岩油储集层井下全直径岩心制备薄互层状页岩岩样,开展小尺度真三轴携砂压裂实验,研究了薄互层型页岩油储集层水力裂缝形态与支撑剂分布特征。焦子曦等<sup>[28]</sup>开展了不同压裂液黏度作用下砂岩室内水力压裂试验,揭示了压裂液黏度对水力压裂破裂压力、破坏形态的影响。

目前许多学者进行了不同储层水力裂缝扩展形态的室内实验研究,所采用的真三轴压裂岩心多为露头以及混凝土浇筑的立方岩样,而露头岩心和混凝土岩心与井下岩石弹性模量、内摩擦力等力学性质差异较大,压裂试验结果不能真实反映井下岩石的起裂和扩展特征。而全直径岩心与井下一致性较好,但是目前此类岩心的应力加载为单向轴加载和环面围压加载,非真实三向应力状态。因此,创新性地构建了井下全直径岩心真三轴压裂方法,试验结果能更好地指导水力压裂现场施工。选用八道湾组井下全直径岩心,开展大尺寸真三轴水力压裂物理模拟实验,同时探索滑溜水、瓜胶和超临界二氧化碳对井下全直径岩心裂缝延伸形态以及破裂压力的影响,为现场施工和压裂设计提供指导。

## 1 实验设计

### 1.1 样品制备

使用大尺寸试样可以保证裂缝的延伸过程控制在理想的时间范围内,且裂缝的延伸为准静态扩展或稳态扩展。基于野外露头采集的岩心试样由于具有形状不规则、难以加工、风化严重、存在原始裂缝、无法确定层内非均质性等缺点,同样不能满足本次实验要求,采用混凝土浇筑制作的大尺寸正方体试样,从本质上与储层的岩心结构性质存在差异。而井下岩心试样由于规格受限无法保证裂缝的稳定扩展;将井下全直径岩心中央钻孔形成井眼,黏结井筒后进一步浇筑水泥,形成 300 mm 的立方体试样,可以满足大尺寸的实验要求,保证裂缝的稳定扩展,实验结果可以进一步地观察到全直径岩心压裂裂缝扩展的情况。

岩样取自新疆焉耆盆地博湖坳陷,宝浪苏木构造带,下侏罗统八道湾组,岩心取自八道湾组的 X 井,取心深度为 2 855.66~2 914.35 m,岩心直径为 10 cm,长度为 11~15 cm。关键岩石力学参数与地应力参数见表 1 和表 2。根据岩心、录井、测井资料综合分析研究,主要岩相类型为中-细砾岩相,砾状-含砾砂岩相和泥岩相。岩石颗粒磨圆度较差,以次菱角状为主,颗粒分选为差-很差,长石颗粒表面风化程度以中等为主。孔喉特征为微细-细为主,且喉道半径分布集中在 0.6~1.5  $\mu\text{m}$ ,分选性差,以不均质类型为主,弯曲程度较高。岩心的岩性为含砾砂岩,测井数据显示,平均渗透率为 0.03  $\mu\text{m}^2$ ,平均孔隙度为 8.81%。

实验试样制备:将 3 块全直径岩心端面切割完整,长度均为 11.0 cm,钻孔直径为 12 mm,钻孔深度为全直径岩心一半深度 5.5 cm,如图 1 所示;将预制的井筒与全直径岩心固结,如图 2 所示;以全直径岩心为中心,放入 300 mm 的立方体模具中,四周封注水泥,最后获得 3 个 300 mm 的立方体试样,如图 3 所示。

表 1 主要岩石力学参数

| 井号  | 岩心深度/m   | 泊松比   | 弹性模量/MPa | 抗拉强度/MPa | 断裂韧性/(MPa·m <sup>1/2</sup> ) |
|-----|----------|-------|----------|----------|------------------------------|
| X 井 | 2 855.66 | 0.195 | 20 735.3 | 1.32     | 0.179                        |

表 2 地应力参数

| 井号  | 岩心深度/m   | 最大地应力/MPa | 最小地应力/MPa | 垂向地应力/MPa |
|-----|----------|-----------|-----------|-----------|
| X 井 | 2 896.04 | 63.35     | 49.75     | 59.21     |



图 1 X 井全直径岩心



图 2 试样制备及井筒固结

1.2 真三轴压裂实验系统

真三轴裂缝起裂扩展及渗流模拟系统包括大型真三轴伺服加载系统、水力压裂压力加载系统和声发射监测系统,采用了机械测试与仿真(mechanical testing & simulation, MTS)公司的伺服增压器、控制器和液压器,如图 4、图 5 所示。该系统加载装置可提供三向压力,压力、流量等数据自动采集并记录,注入泵、三轴压力等可实现自动控制,可以有效监测破裂压力,该系统的具体实验系统参数见表 3。

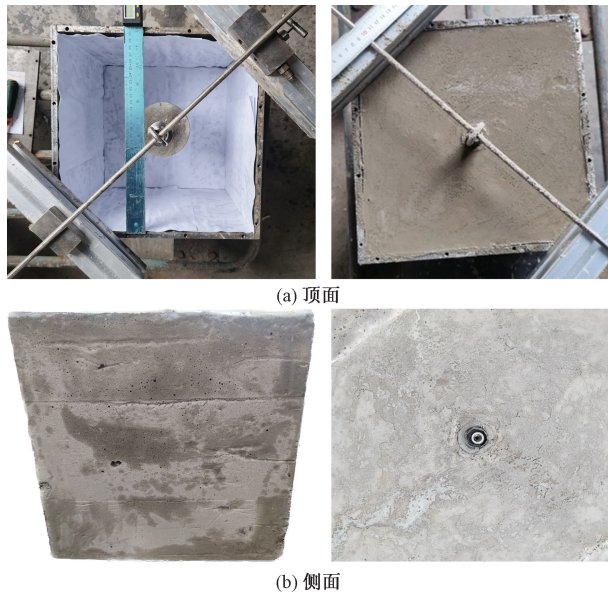


图 3 水泥浇筑制备试样(顶面与侧面)

1.3 实验方案

实验目的:研究不同类型压裂液对储层岩心的破裂压力和裂缝延伸形态的影响。



图 4 真三轴裂缝起裂扩展及渗流模拟系统实物图

表 3 真三轴裂缝起裂扩展及渗流模拟系统参数

| 参数       | 规格                                                               | 精度        |
|----------|------------------------------------------------------------------|-----------|
| 试件尺寸     | 100 mm×100 mm×100 mm、300 mm×300 mm×300 mm 及 500 mm×500 mm×500 mm | 10 mm     |
| 三轴围压     | 最大 80 MPa, 保压时间≥72 h                                             | 0.001 MPa |
| 流体排量     | 最大 300 mL/min                                                    | 0.3% 设定值  |
| 流体注入压力   | 最大可达 100 MPa                                                     | —         |
| 压力传感器量程  | ≥80 MPa(压裂用), ≥70 MPa(三轴液压用)                                     | 0.1% FS   |
| 微地震      | 采集时间步长 12 h, 最大通道数为 16                                           | >1 cm     |
| 渗透性测试系统  | 液体介质分辨率 0.01 mg, 气体介质分辨率 0.01 mL                                 | —         |
| 表面形态观测系统 | 包括成像器件, 图像采集处理和控制主机, 大景深变焦镜头                                     | —         |

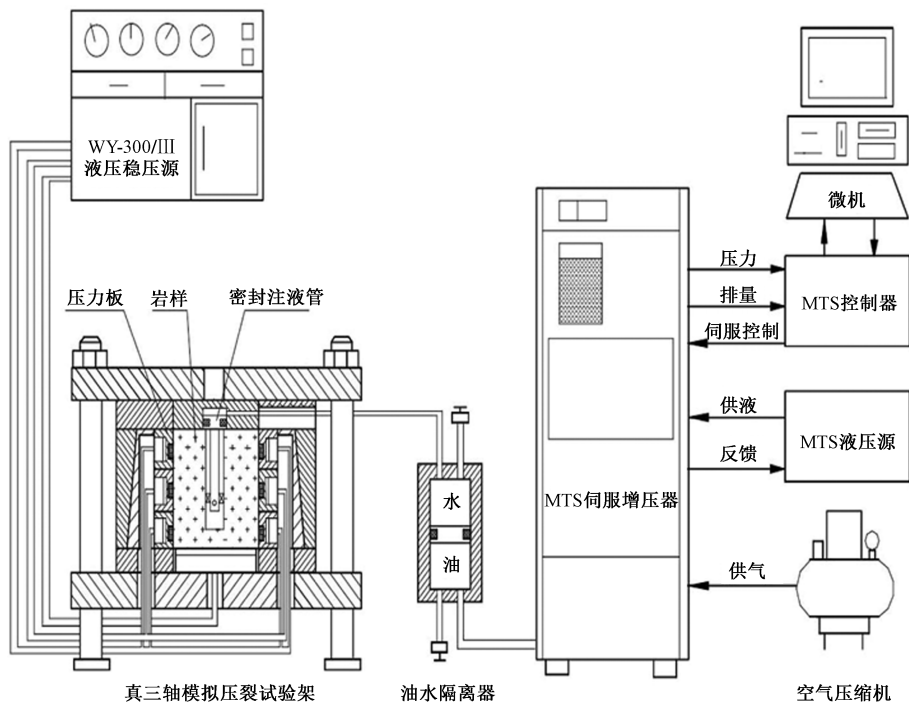


图 5 真三轴裂缝起裂扩展及渗流模拟系统

实验步骤:①将岩样置于岩心室内,根据已知的储层地应力,设定参数,通过 MTS 伺服增压器加载最小水平主应力 49.8 MPa、最大水平主应力 63.4 MPa 和上覆垂向应力 59.2 MPa,该条件能较为准确地代表储层的应力状态;②开启泵注系统,将压裂液注入井筒内,恒定排量压裂,按恒定的排量 0.5 mL/s 持续注入压裂液直至岩石破裂,通过监测系统实时记录井口压力,岩石破裂后记录破压力;③分别采用滑溜水压裂液、瓜胶压裂液和超临界二氧化碳进行实验。具体实验方案见表 4。

实验结果:分别记录滑溜水压裂液、瓜胶压裂液和超临界二氧化碳所对应的破裂压力以及裂缝延伸形态特征。

表 4 压裂实验方案

| 岩心类型     | 压裂实验方案              | 三轴应力围压/MPa |            |            | 排量/<br>(mL·s <sup>-1</sup> ) |
|----------|---------------------|------------|------------|------------|------------------------------|
|          |                     | $\sigma_v$ | $\sigma_H$ | $\sigma_h$ |                              |
| X 井全直径岩心 | 滑溜水压裂液(黏度 5 mPa·s)  | 59.2       | 63.4       | 49.8       | 0.05                         |
| X 井全直径岩心 | 瓜胶压裂液(黏度 100 mPa·s) | 59.2       | 63.4       | 49.8       | 0.05                         |
| X 井全直径岩心 | 超临界二氧化碳             | 59.2       | 63.4       | 49.8       | 0.05                         |

注: $\sigma_v$ 为垂向地应力; $\sigma_H$ 为最大水平主应力; $\sigma_h$ 为最小水平主应力。

## 2 实验结果与分析

### 2.1 滑溜水压裂液压裂

采用低黏滑溜水压裂液压裂岩样表面裂缝沿竖直上与垂向应力夹角为 45°左右,水平上与最大水平应力夹角为 45°左右方向扩展,贯穿整个岩石面,形成了一条双翼缝,同时在侧面形成了分支缝,如图 6(a)所示。全直径岩心裂缝面具有一定的凹凸不平特性,同时形成了转向裂缝,如图 7 所示。实验记录得到的破裂压力为 74.6 MPa。

### 2.2 瓜胶压裂液压裂

采用瓜胶压裂液压裂岩样表面裂缝沿最大水平主应力、垂直于水平最小主应力方向扩展,贯穿整个岩石面,形成了一条双翼缝,裂缝继续扩展至两侧面,形成了一条转向缝。全直径岩心内形成一条双翼缝,形成的裂缝较滑溜水更为平直和对称,如图 8、图 9 所示。实验记录得到的破裂压力为 82.7 MPa。

### 2.3 超临界二氧化碳压裂

超临界二氧化碳压裂岩样表面裂缝形态复杂,裂缝易发生转向,迂曲度大,主缝为双翼非对称缝,超临界二氧化碳可以诱导产生 2 个及以上的贯穿

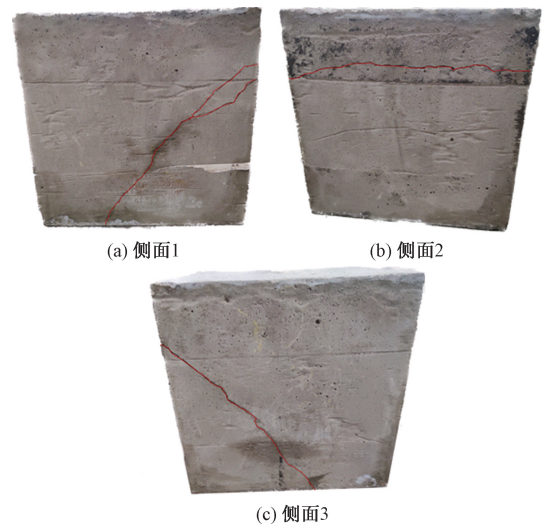


图 6 滑溜水压裂液压后岩样表面

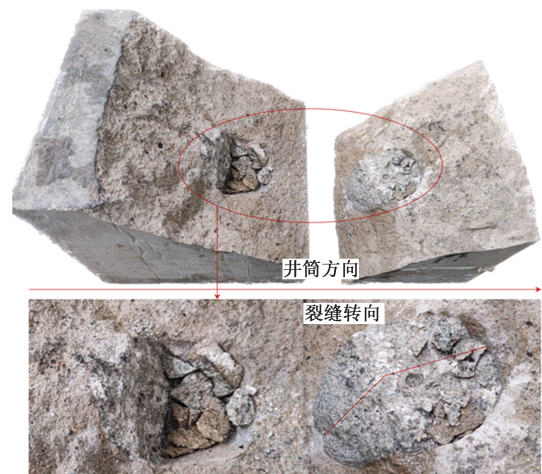


图 7 滑溜水压裂液压后岩样剖面

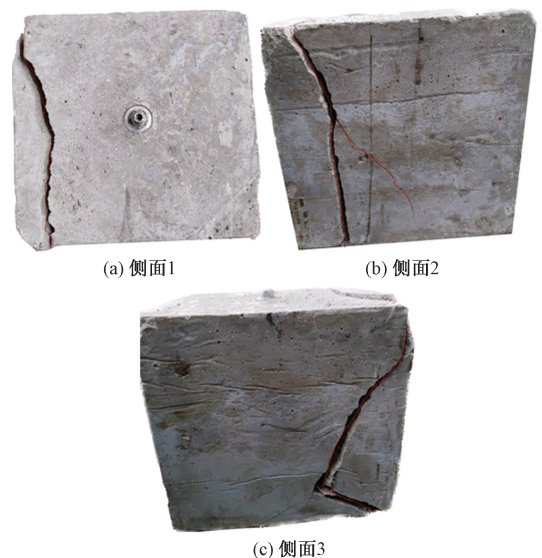


图 8 瓜胶压裂液压后岩样表面

主裂缝,裂缝整体分布呈现“Y”形和“H”形的断裂形态,如图 10 所示;同时超临界二氧化碳有利于裂

缝起裂,实验记录得到的破裂压力为 55.2 MPa。全直径岩心内裂缝复杂程度高,可以形成缝网和转向裂缝,如图 11 所示,裂缝面具有凹凸不平特性,这对于压裂裂缝自支撑具有重要作用。

对比 3 种压裂液压裂下的破裂压力,如图 12 所

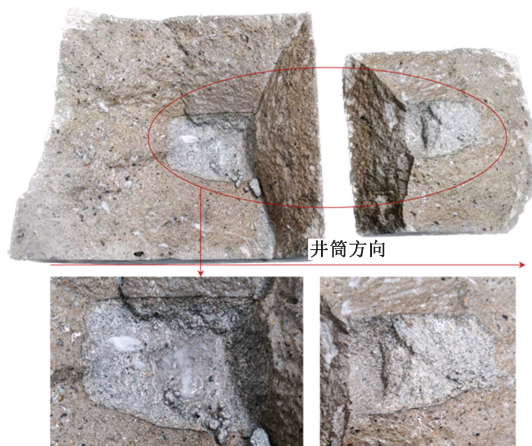


图 9 瓜胶压裂液压后岩样剖面

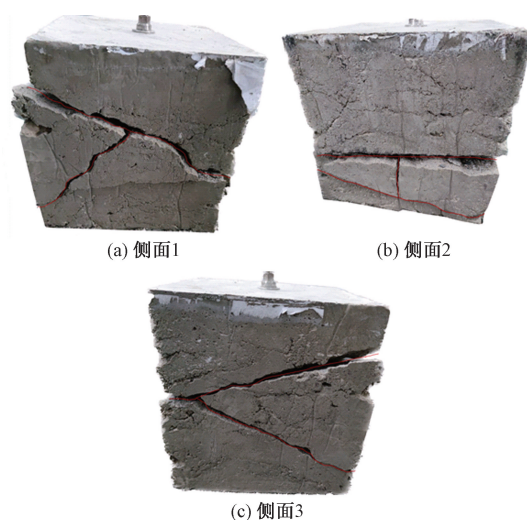


图 10 超临界二氧化碳压后岩样表面



图 11 超临界二氧化碳压后岩样剖面

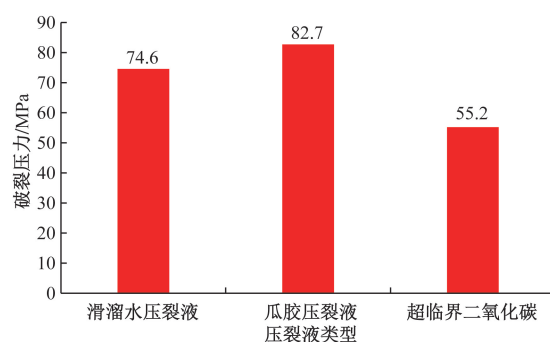


图 12 不同压裂液下的破裂压力

示,瓜胶压裂液下的破裂压力最高,滑溜水压裂液次之,超临界二氧化碳压裂液的破裂压力最小,超临界二氧化碳压裂致使压裂液溢出裂缝造成压力骤降,整个裂缝扩展过程几乎在瞬间完成,压裂时间大幅缩短,可以形成更加复杂的缝网,与滑溜水和瓜胶压裂液相比,破裂压力分别降低了 26.0%和 33.3%。

### 3 结论

1) 瓜胶压裂液压裂下的破裂压力最高,滑溜水压裂液次之,超临界二氧化碳的破裂压力最小,压裂时间最短,可以形成更加复杂的缝网,与滑溜水和瓜胶压裂液相比,破裂压力分别降低了 26.0%和 33.3%。

2) 滑溜水压裂液压裂岩样表面可以形成分支缝,全直径岩心可以形成转向裂缝;瓜胶压裂液压裂岩样表面和全直径岩心均形成较为平直的双翼裂缝;超临界二氧化碳压裂岩样表面裂缝形态复杂,裂缝易发生转向,迂曲度大,主缝为双翼非对称缝,可以诱导产生多条贯穿主裂缝,裂缝整体分布呈现“Y”形和“H”形,全直径岩心内裂缝复杂程度高,可形成缝网和转向裂缝,裂缝面具有凹凸不平特性,这对于压裂裂缝自支撑具有重要作用。

### 参考文献

- [1] 景东阳,李治平,赵晓红,等.致密薄互层水力压裂裂缝垂面扩展施工因素数值模拟[J].科学技术与工程,2023,23(14):5988-5994.
- [2] 王志荣,宋沛,温震洋,等.水力压裂近井区裂缝转向扩展机理[J].科学技术与工程,2020,20(34):14053-14059.
- [3] 焦战,陈灿,肖洪天.坚硬顶板砂岩水力压裂裂缝扩展规律分析[J].科学技术与工程,2021,21(34):14528-14534.
- [4] 刘洪,陈乔,王森,等.渝东南下志留统龙马溪组页岩矿物成分及脆性特征实验研究[J].科学技术与工程,2013,13(29):8567-8571.
- [5] 衡帅,杨春和,曾义金,等.页岩水力压裂裂缝形态的试验研究[J].岩土工程学报,2013,35(10):1243-1251.
- [6] 侯振坤,杨春和,王磊,等.大尺寸真三轴页岩水平井水力压裂物理模拟试验与裂缝延伸规律分析[J].岩土力学,2016(2):407-414.

- [7] 宁文祥,何柏,李凤霞,等.陆相页岩油储层水力压裂裂缝形态的试验[J].科学技术与工程,2021,21(18):7505-7512.
- [8] DANESHY A A. Experimental investigation of hydraulic fracturing through perforations[J]. Journal of Petroleum Technology, 1973, 25(10): 1201-1206.
- [9] BAHRMANN L A, ELBEL J L. Effect of perforations on fracture initiation[J]. Journal of Petroleum Technology, 1991, 43(5): 608-615.
- [10] KETTERIJ R B V, PATER C J D. Impact of perforations on hydraulic fracture tortuosity[J]. SPE Production & Facilities, 1999, 14(2): 117-130.
- [11] 张广清,陈勉.水平井水力裂缝非平面扩展研究[J].石油学报,2005,26(3):95-101.
- [12] LAMONT N, JESSEN F W. The effects of existing fractures in rocks on the extension of hydraulic fractures[J]. Journal of Petroleum Technology, 1963, 15(2): 203-209.
- [13] BLANTON T L. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures [C]//SPE Unconventional Gas Recovery Symposium. Pittsburgh; SPE, 1982: 10847.
- [14] OLSON J E, BAHORICH B, HOLDER J. Examining hydraulic fracture-natural fracture interaction in hydrostone block experiments[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Woodlands, Texas, USA; SPE, 2012: 152618.
- [15] DEHGHAN A N, GOSHTASBI K, AHANGARI K, et al. The effect of natural fracture dip and strike on hydraulic fracture propagation[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2015, 75: 210-215.
- [16] 林伯韬,史璨,庄丽,等.基于真三轴实验研究超稠油储集层压裂裂缝扩展规律[J].石油勘探与开发,2020,47(3): 608-616.
- [17] 唐鹏飞,刘宇,齐士龙,等.大尺寸致密砂岩露头水力压裂物理模拟实验[J].断块油气田,2021,28(3):397-402.
- [18] 郭培峰,周文,邓虎成,等.致密储层压裂真三轴物理模拟实验及裂缝延伸规律[J].成都理工大学学报(自然科学版),2020,47(1):65-74.
- [19] GUO T K, ZHANG S C, QU Z Q, et al. Experimental study of hydraulic fracturing for shale by stimulated reservoir volume[J]. Fuel, 2014, 128: 373-380.
- [20] LIU P, JU Y, RANJITH P, et al. Visual representation and characterization of three-dimensional hydrofracturing cracks within heterogeneous rock through 3D printing and transparent models[J]. International Journal of Coal Sciences & Technology, 2016, 3(3): 284-294.
- [21] 鞠杨,杨永明,陈佳亮,等.低渗透非均质砂砾岩的三维重构与水压致裂模拟[J].科学通报,2016,61(1):82-93.
- [22] SHI X, XU H X, CHE M G, et al. Investigations of fracture behavior and pore structure change in pulse fracturing for cement block[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2023, 166: 105366.
- [23] 李畅,梁卫国,侯东升,等.水与超临界CO<sub>2</sub>致裂煤体的压裂特征与增渗效果对比[J].太原理工大学学报,2019,50(4):485-491.
- [24] CAI Q W, HUANG B X, ZHAO X L, et al. Experimental investigation on the morphology of fracture networks in hydraulic fracturing for coal mass characterized by X-ray micro-computed tomography[J]. Rock Mechanics & Rock Engineering, 2023, 56(4): 1-21.
- [25] 王赓钊,侯冰,王栋,等.页岩油多储集层穿层压裂缝高扩展特征[J].石油勘探与开发,2021,48(2):402-410.
- [26] 侯冰,武安安,常智,等.页岩油储层多甜点压裂裂缝垂向扩展试验研究[J].岩土工程学报,2021,43(7):1322-1330.
- [27] 邹雨时,石善志,张士诚,等.薄互层型页岩油储集层水力裂缝形态与支撑剂分布特征[J].石油勘探与开发,2022,49(5):1025-1032.
- [28] 焦子曦,何柏,谢凌志,等.压裂液黏度对水力压裂破裂压力及破裂形态的影响[J].科学技术与工程,2022,22(21):9122-9128.

## The Extension Characteristics of True Triaxial Fracturing Fractures in Full Diameter Cores of the Badaowan Formation under Different Fracturing Fluids

MENG Weidong<sup>1</sup>, LIU Hongtao<sup>2</sup>, SUN Binfeng<sup>2</sup>

(1. Science and Technology Department of Sinopec Henan Oilfield Branch, Nanyang 473000, Henan, China;

2. Petroleum Engineering Technology Research Institute of Sinopec Henan Oilfield Branch, Nanyang 473000, Henan, China)

**Abstract:** 300 mm cubic specimens were prepared from the full-diameter cores of well X in the Lower Jurassic Badongwan Formation in the Bohu Depression of Yanqi Basin, Baolang Sumu Structural Belt. The specimens were subjected to hydraulic fracturing using slickwater, guar gum fracturing fluid, and supercritical CO<sub>2</sub> fracturing fluid, and the fracture pressure and fracture morphology characteristics under different fracturing fluids were investigated. The results show that the fracture pressure under the guar gum fracturing fluid is the highest, followed by the slickwater fracturing fluid, and the fracture pressure under the supercritical CO<sub>2</sub> is the lowest, with the shortest fracturing time and the ability to form a more complex fracture network. Compared with the slickwater and guar gum fracturing fluids, the fracture pressures were reduced by 26.0% and 33.3%, respectively. The slickwater fracturing fluid can form branching fractures on the surface of the rock sample, and turning fractures can be formed in the full-diameter core. The guar gum fracturing fluid can form relatively straight wing fractures on the surface of the rock sample and the full-diameter core. The supercritical CO<sub>2</sub> fracturing fluid can induce multiple fractures that penetrate the main fracture, and the overall distribution of the fractures shows a “Y” or “H” shape. The complexity of the fractures in the full-diameter core is high, and the fractures can form a fracture network and turning fractures, with uneven fracture surfaces, which are important for self-supporting of the fractured fractures. Through indoor physical simulation experiments, reference can be provided for on-site fracturing construction design.

**Keywords:** full-diameter core; true triaxial fracturing; fracture pressure; fracture morphology