



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2022.02.23.01

文章编号: 1674-5086(2022)03-0131-08

中图分类号: TE343

文献标志码: A

致密气藏多尺度支撑机理研究与应用

陈 迟^{1*}, 郭建春¹, 路千里¹, 慈建发²

1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室·西南石油大学, 四川 成都 610500

2. 中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院, 四川 德阳 618000

摘 要: 致密砂岩气作为重要的非常规天然气资源, 需经过压裂改造才能实现有效开发。选取四川盆地致密砂岩露头岩芯, 雕刻制作粗糙裂缝面岩板开展多尺度裂缝导流能力和支撑剂回流实验, 分析导流能力及支撑剂回流的影响规律。研究表明, 为了获得较高且稳定的导流能力, 近井主裂缝需要有足够的支撑剂以提供更大的剩余缝宽, 远井剪切裂缝只加入少量小粒径支撑剂也能有效改善高闭合应力条件下的导流能力; 对于支撑剂充填的主裂缝, 裂缝导流能力随着闭合应力和支撑剂浓度的变化存在临界闭合应力及临界支撑剂浓度。在支撑剂充填层中加入纤维, 临界出砂流速呈数量级增长, 可以有效预防压后裂缝的支撑剂回流。致密气藏多尺度支撑理念在四川盆地川西拗陷致密气储层开展的压裂工程实践取得了显著的增产效果, 为中国致密气藏经济高效开发提供了有效支撑和借鉴。

关键词: 致密气; 水力压裂; 多尺度支撑; 粗糙裂缝; 导流能力; 出砂

Research and Application of Multi-scale Support Mechanism in Tight Gas Reservoir

CHEN Chi^{1*}, GUO Jianchun¹, LU Qianli¹, CI Jianfa²

1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

2. Petroleum Engineering Technology Institute of Southwest Petroleum Branch, SINOPEC, Deyang, Sichuan 618000, China

Abstract: Tight sandstone gas is an important unconventional natural gas resource, which requires fracturing to achieve effective development. In this paper, the tight sandstone outcrop cores in the Sichuan Basin are selected, and the rough fracture rock samples are carved to carry out multi-scale fracture conductivity and proppant backflow experiments, and analyze the influence of conductivity and proppant backflow. The results show that in order to obtain stable conductivity, the main fracture near the well needs to have enough proppant to provide a larger remaining fracture width, and only a small amount of small particle size proppant in the shear fracture of the far well can be effectively improved. For main fractures filled with proppant, the fracture conductivity has the critical closure stress and critical proppant concentration. Adding fibers to the proppant packing layer increases the sanding critical flow velocity by an order of magnitude, which can effectively prevent proppant backflow in fractures after fracturing. The multi-scale support concept of tight gas reservoirs has achieved significant stimulation effects in the fracturing engineering practice of tight gas reservoirs in the west Sichuan Depression of the Sichuan Basin, providing effective support and reference for the economical and efficient development of tight gas reservoirs.

Keywords: tight gas; hydraulic fracturing; multi-scale support; rough fractures; conductivity; sand production

网络出版地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20220530.1700.024.html>

陈 迟, 郭建春, 路千里, 等. 致密气藏多尺度支撑机理研究与应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(3): 131-138.

CHEN Chi, GUO Jianchun, LU Qianli, et al. Research and Application of Multi-scale Support Mechanism in Tight Gas Reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(3): 131-138.

* 收稿日期: 2022-02-23 网络出版时间: 2022-06-01

通信作者: 陈 迟, E-mail: 22444210@qq.com

基金项目: 国家自然科学基金(52022087)

引言

中国致密气资源十分丰富,地质资源量为 $22.88 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量 $11.26 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占中国天然气总体可采资源量的 35.19%^[1]。“十四五”期间,致密气开发还将纳入中国非常规天然气补贴范围,具有广阔的发展前景。四川盆地是中国致密气勘探开发的战略要地,以上三叠统须家河组致密砂岩气为重点,包含安岳、新场、合川和广安等 4 个超千亿方的大气田,总体探明储量 $1.25 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[2-3]。

致密气藏普遍具有低孔、低渗、低丰度、难动用等特征,为实现致密气藏经济高效开发,借鉴非常规油气藏体积改造思路,提出了以构建有效支撑和长效流动多级裂缝体为目标的多尺度裂缝支撑理念。在压后形成的多级裂缝体中,裂缝缝宽从毫米级到微米级不等。近井筒附近形成高浓度支撑剂充填的张性主裂缝,远井地带由于压裂液携砂能力有限,支撑剂局部零散铺置,存在大量剪切滑移作用而形成非匹配性的剪切支撑裂缝和自支撑裂缝,如图 1 所示。

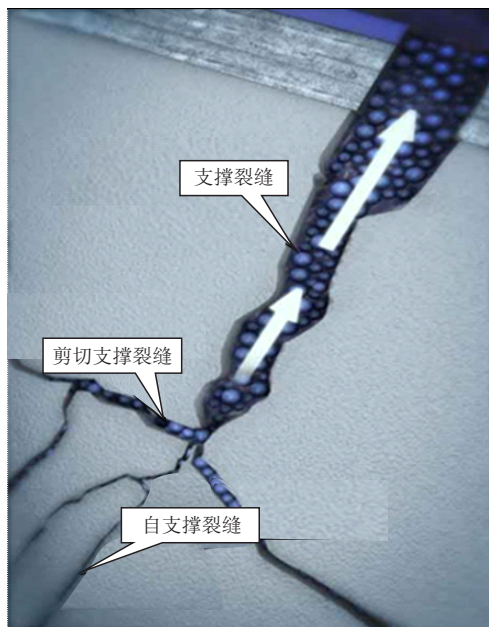


图 1 压后形成的多级裂缝体

Fig. 1 Multi-level fracture bodies formed after fracturing

不同尺度裂缝对支撑剂的充填要求存在差异,需要考虑支撑剂与不同尺度裂缝之间的匹配关系,实现全裂缝的有效支撑。对不同尺度支撑裂缝导流能力进行准确评价,对压裂方案制定极为重要。然而,目前裂缝导流能力测试主要采用钢板或光滑

岩样开展实验测试,并没有考虑裂缝面粗糙度对导流能力的影响,其测试结果也无法代表地层真实情况^[4-6],因此,有必要进一步开展粗糙裂缝导流能力实验。

另外,由于现场采用大排量泵注模式,在致密气井实际压裂返排过程中,压后返排流速较高,支撑剂更容易产生回流现象^[7-8]。支撑剂回流会严重伤害储层和气井生产,更严重的还会损坏生产设备,对产能造成不利影响。目前,国内外学者针对支撑剂回流现象进行了大量研究,现场主要通过优化压裂液配方、控制排液强度等机械和化学防砂措施来防止压后出砂或降低出砂程度。支撑剂回流室内实验主要采用 API 线性导流室装置来观测支撑剂在不同闭合应力、裂缝宽度等条件下发生回流的情形^[9-10]。然而,上述实验装置裂缝单元为光滑钢板,对储层中压裂后形成的粗糙裂缝形态不适用,其测试结果也无法代表地层真实情况。

综上所述,前期裂缝导流能力和支撑剂回流实验研究主要针对平面缝,较少考虑裂缝面粗糙程度的影响。本文采用四川盆地川中低缓构造带某区块致密砂岩露头岩芯,以岩样劈裂后获取的粗糙裂缝表面形态为基准,应用数字雕刻技术制作裂缝面形态统一的致密砂岩岩板,并利用该岩板开展导流能力测试,进而研究导流能力及支撑剂回流的影响规律,为致密气藏压裂加砂参数优化提供技术支持。

1 裂缝导流能力测试实验

1.1 岩板制备

裂缝导流能力室内实验测试通常遵循标准或修改的 API 或 ISO 方法,将储层裂缝中的渗流视为平板裂缝模型中的渗流,该方法采用钢板或光滑岩样开展导流能力测试。然而,压裂后裂缝往往是复杂的迂曲粗糙形态,目前的实验测试并没有考虑裂缝面粗糙度对导流能力的影响,其测试结果也无法代表地层真实情况。有学者利用劈裂或者打开天然裂缝的方式获取粗糙裂缝面,研究砂岩裂缝的导流能力。但这种方法每次获取的裂缝面形态都不相同,实验结果不具备可重复性。

为了真实准确地评价粗糙裂缝导流能力,本文利用致密砂岩露头岩样雕刻制作裂缝面形态一致的岩样进行导流能力测试,明确闭合应力、铺砂浓度

等对导流能力的影响规律。

雕刻制作粗糙岩板: 首先, 加工制作长度 18.0 cm, 宽度 3.8 cm, 厚度 5.0 cm 的方形岩板, 通过劈裂获取裂缝面粗糙形貌; 其次, 利用三维激光扫描仪对劈裂后的形貌进行扫描, 获得粗糙裂缝面的形貌数据, 进而重构裂缝面形貌数字模型; 再次, 将重构的裂缝面形貌数字模型导入雕刻机, 雕刻预先准备好的方形基底岩样, 构建形貌统一的方形粗糙岩样^[11](图 2, 图3); 最后, 使用打磨后岩样进行裂缝导流能力测试。

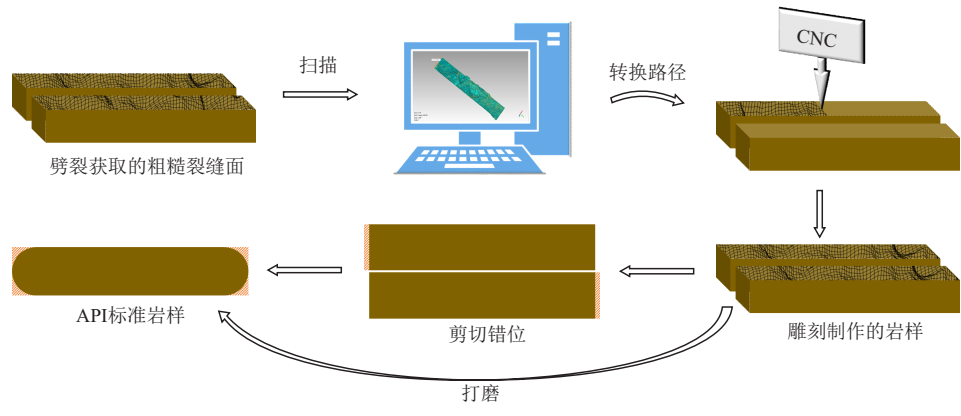


图 2 雕刻制作粗糙测试岩样流程
Fig. 2 Process of carving rough fracture test rock samples



图 3 雕刻制作的砂岩岩样
Fig. 3 Sandstone sample made by carving

1.2 裂缝导流能力实验方案及流程

水力压裂所形成的裂缝网络中, 近井筒附近由于拉张性作用形成的张性裂缝结构, 远端存在大量剪切滑移作用而形成非匹配性的剪切滑移裂缝结构。不同尺度裂缝对支撑剂的充填要求存在差异, 需要考虑支撑剂与不同尺度裂缝之间的匹配关系, 实现全裂缝的有效支撑。实验选用致密砂岩光滑平板和雕刻的粗糙裂缝面岩板, 铺置不同类型与浓度的支撑剂, 设计了系列实验方案, 见图 4。

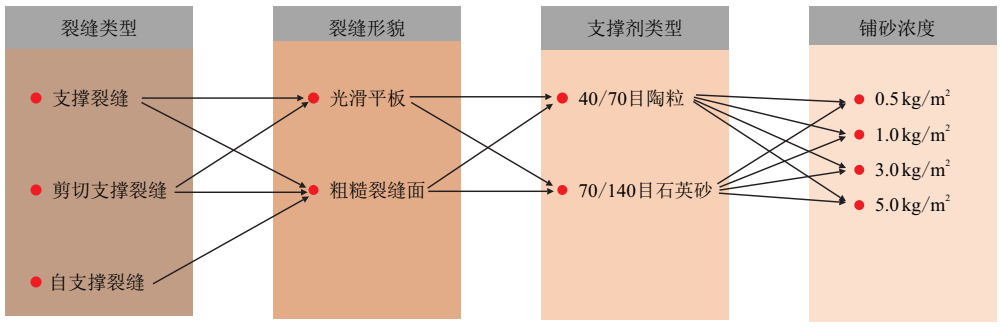


图 4 裂缝导流能力测试方案
Fig. 4 Fracture conductivity test scheme

采用西南石油大学自行研制的裂缝导流能力测试系统(图 5)开展裂缝导流能力实验, 测试流程如下^[12-13]:

(1) 将岩样覆盖在硅酮基密封剂(环氧树脂)中, 以便在测试时为放置在导流室中岩样进行密封。

(2) 将封装好的实验岩样放置于导流室内, 在岩样之间手动铺置支撑剂作为裂缝充填层, 并在导流室上下两侧加装活塞。

(3) 将组装好的导流室放置在压力加载系统上, 连接进出口管线和测压管线, 启动液压泵, 提升液压机下平板加载液压, 直到闭合应力达到启动压

力,加载速度为 3.5 MPa/min。

(4) 通入干燥的氮气,在室温下进行短期支撑

裂缝的导流能力测量。以光滑岩板作为对照实验,分析粗糙缝内支撑裂缝导流能力的变化规律。

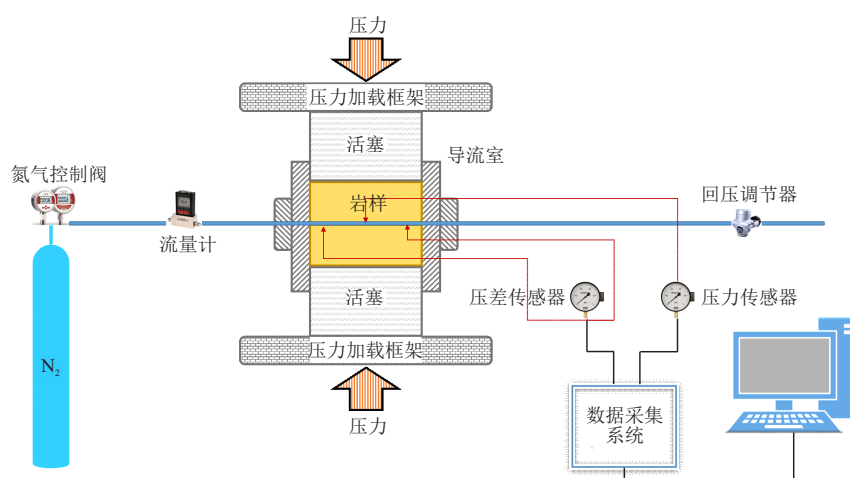


图 5 裂缝导流能力测试系统
Fig. 5 Fracture conductivity testing system

1.3 裂缝导流能力实验结果及分析

1.3.1 支撑裂缝导流能力

图 6 为支撑裂缝导流能力测试结果,从图 6 可以看出,光滑岩板的导流能力总体趋势是随着铺砂浓度的增大而增大,并随着闭合应力的增大而减小

小。这是由于光滑岩板中的支撑剂均匀铺置,随着铺砂浓度的增大,支撑裂缝缝宽越大,裂缝导流能力越高。随着闭合应力的增大,裂缝被压缩同时伴随着支撑剂的嵌入和破碎,导致裂缝导流能力随闭合应力的增大而减小。

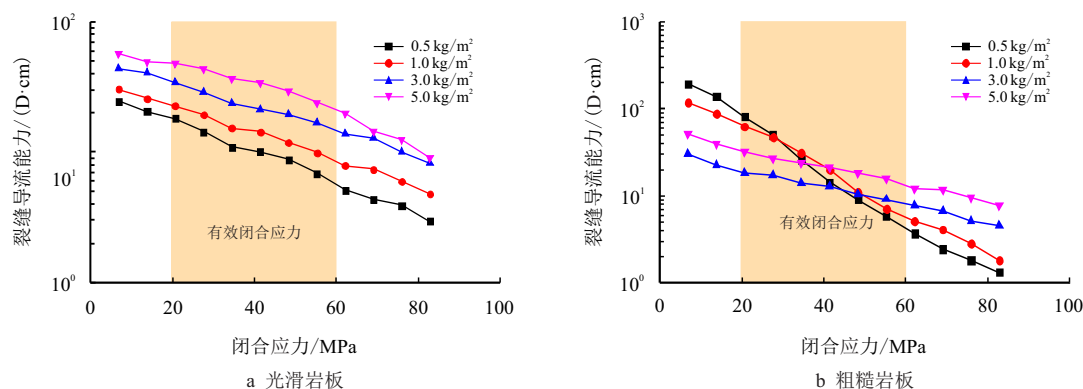


图 6 支撑裂缝导流能力测试结果(40/70 目陶粒)
Fig. 6 Test results of propped fracture conductivity (40/70 mesh ceramsite)

对于粗糙裂缝而言,导流能力也随着闭合应力的增大而减小;与光滑平板不同的是粗糙裂缝导流能力随闭合应力及支撑剂浓度的变化存在临界闭合应力及临界支撑剂浓度。当铺砂浓度低于某一临界浓度时,在较低闭合应力条件下(小于 27.6 MPa),铺砂浓度最低的裂缝(0.5 kg/m²)导流能力反而最高(50.48 D·cm),高于铺砂浓度为 3.0 kg/m²(17.26 D·cm)和 5.0 kg/m²(26.95 D·cm)时的导流能力。但低铺砂浓度的裂缝(0.5 kg/m²及 1.0 kg/m²)导流能力随闭合应力下降速率较快,在

闭合应力超过某一临界闭合应力(48.3 MPa)后,铺砂浓度 0.5 kg/m²的裂缝导流能力最低(9.08 D·cm),导流能力与铺砂浓度呈正相关。这是由于当裂缝形貌粗糙且铺砂浓度较低时,支撑剂无法将裂缝面铺满,零散分布的支撑剂主要集中在裂缝面的“凹陷处”,从而在有支撑剂充填的地方形成“桥墩式”支撑,在没有支撑剂充填处形成畅通的“高速流动通道”,进而增加裂缝导流能力。但随着闭合应力的增大,“桥墩式”支撑处应力集中,支撑剂破碎和嵌入更为严重,导流能力下降速度更快。在闭合应力

超过某一临界闭合应力后,裂缝内的“桥墩”现象消失,不再存在“高速流动通道”,其导流能力不及高铺砂浓度的裂缝。而支撑剂铺置浓度较高的裂缝,裂缝内支撑剂受力均匀,高应力情况下裂缝保持较大的剩余缝宽,仍能维持一定的导流能力。

对于四川盆地川西某构造致密气藏上覆地层压力约 60 MPa,地层压力约 40 MPa,裂缝初始有效上覆地层压力约为 20 MPa。然而,随着生产的进行,储层压力衰减,有效闭合应力可能接近 60 MPa。虽然低支撑剂浓度可以获得较高的初始裂缝导流能力;但对于目标储层而言,为了获得较高且稳定的长效导流能力,近井筒主裂缝仍需要有足够浓度的支撑剂以提供更大的剩余缝宽。

1.3.2 剪切支撑裂缝导流能力

图 7 为剪切支撑裂缝导流能力测试结果。

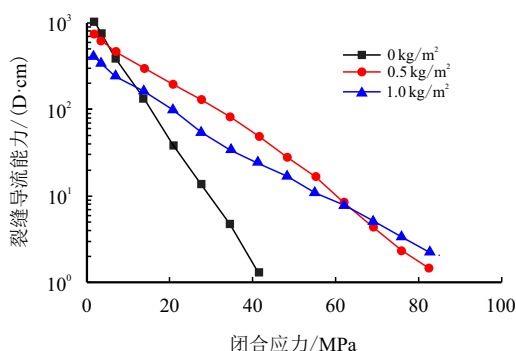


图 7 剪切支撑裂缝导流能力测试结果(70/140 目石英砂)

Fig. 7 Test results of shear propped fractures conductivity (70/140 mesh Quartz sand)

从图 7 可以看出,无论裂缝中是否充填支撑剂,裂缝的导流能力随着闭合应力的增加都呈指数规律下降,闭合压力是影响裂缝导流能力的重要因素。在低闭合应力(约 3.45 MPa)下,自支撑裂缝导流能力高于剪切支撑裂缝导流能力。低闭合应力条件下,自支撑裂缝仅仅依靠自身凹凸不平的微凸点就能提供足够的导流能力(图 8a);在其中加入支撑剂反而会堵塞流动通道(图 8b),导流能力不如前者。但自支撑裂缝导流能力对于应力高度敏感,导流能力随着闭合应力增加迅速下降,闭合应力增加到 13.80 MPa 后,其导流能力低于剪切支撑裂缝。

当闭合应力超过 41.40 MPa,自支撑裂缝接触点失效,导流能力超出仪器测试下限,而充填支撑剂(0.5 kg/m²)的剪切支撑裂缝导流能力为 50 D·cm 左右。可见,随着闭合应力的增加使用支撑剂的优

势越来越显著。

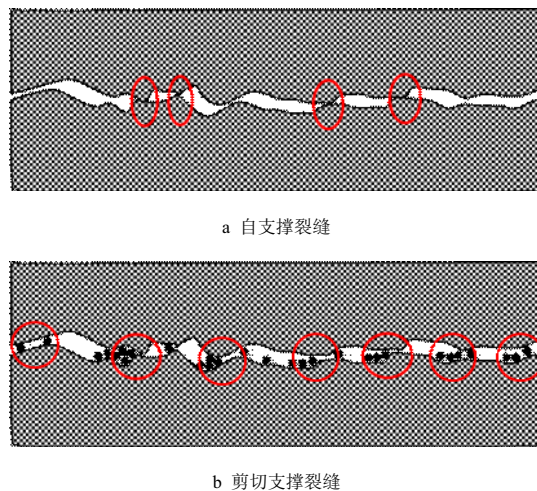


图 8 自支撑裂缝及剪切支撑裂缝示意图

Fig. 8 Schematic diagram of unpropped fracture and shear propped fracture

综上所述,对于四川盆地川西某构造致密气藏,可采用充填高浓度支撑剂实现近井主裂缝多层铺置来获得高导流能力,低浓度小粒径支撑剂局部充填远井剪切支撑裂缝,维持与之相应的缝宽和导流能力,进而实现裂缝网络的多尺度支撑^[14]。

2 支撑剂回流实验

2.1 支撑剂回流实验方案及流程

支撑剂回流实验主要是通过阶段性地改变返排液的流量,观察闭合应力与砂样收集器的变化^[15],如果闭合应力突然下降且导流槽出口处连续出砂,则表明支撑剂发生回流。使用导流能力测试系统及人造粗糙裂缝面岩样,选择 40/70 目的陶粒进行支撑剂回流实验,并采用含 0.35% 胍胶压裂液的破胶液(黏度 3 mPa·s)来模拟压裂液的破胶返排阶段。采用裂缝支撑剂闭合应力 3.45, 6.90 和 13.80 MPa 来模拟地层中支撑裂缝的逐渐闭合过程^[16-17]。具体的实验方案见图 9。

具体的测试流程为:(1)把支撑剂按照实验设计铺砂浓度 5 kg/m² 放入导流室的平板间;(2)加压至实验所设定的闭合压力值;(3)逐步增大排量向支撑剂充填层泵入液体,注意观察导流室出口处出砂情况,当返排流速达到支撑剂临界出砂流速时,缝内支撑剂开始缓慢移动,导流室出口开始连续出砂,记录此时支撑剂发生回流的临界流速。临界出砂流速越小,支撑剂越容易发生回流。

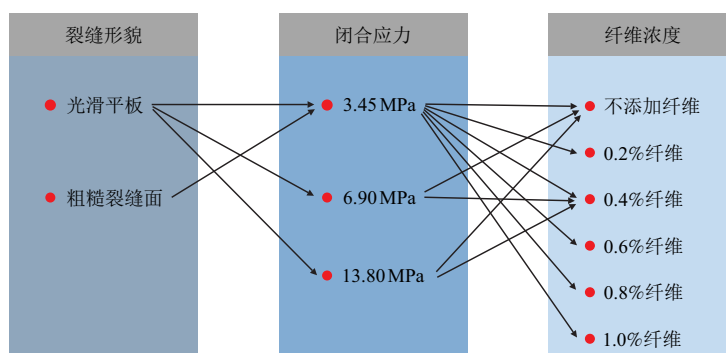


图9 支撑剂回流实验方案

Fig. 9 Experimental scheme of proppant reflux

2.2 支撑剂回流实验结果及分析

2.2.1 裂缝面粗糙度的影响

为研究出砂实验中裂缝面粗糙度的影响,分别采用光滑岩板和粗糙岩板测试了不同闭合应力条件下的临界出砂流速。由图 10 可知,裂缝面的粗糙性对支撑剂临界出砂流速有一定的影响,粗糙岩板的临界出砂流速远高于光滑岩板的临界出砂流速。这是由于裂缝面的粗糙性增加了支撑剂在裂缝中的运移阻力,支撑剂“封口”更严,不易出砂。

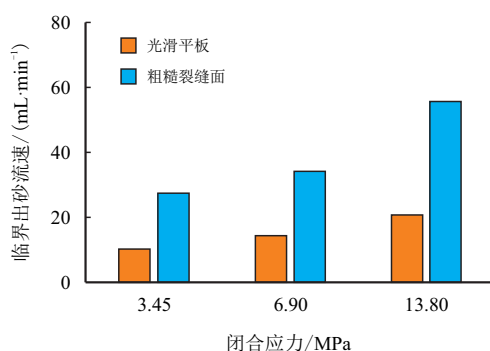


图10 不同粗糙程度岩板的临界出砂流速

Fig. 10 Comparison of the sanding critical flow velocity of various samples

2.2.2 纤维的影响

伴注纤维对临界出砂流速影响较大,伴注纤维后,临界出砂流速呈数量级增长(图 11)。例如,粗糙岩板闭合应力为 3.45 MPa 时,不添加纤维时的支撑剂临界出砂流速为 27.50 mL/min,添加 0.2% 纤维时的支撑剂临界出砂流速增至 320.37 mL/min。纤维以物理的而非化学的方式稳定支撑剂充填层,增大了支撑剂颗粒从充填层移动所需要克服的阻力;此外,纤维可在粗糙裂缝面与颗粒之间作为楔子来稳定支撑剂,防止支撑剂颗粒相对移动。因此,在支撑剂中加入纤维后能够有效预防压后裂缝中的支

撑剂回流,建议压裂施工后期尾追支撑剂时伴注纤维以减少支撑剂回流。

此外,随着纤维浓度的增加,临界出砂流速呈不断增大趋势,当纤维浓度增加至 0.6% 时,临界出砂流速迅速增大;而纤维浓度超过 0.6% 后,临界出砂流速差别不大。但是裂缝导流能力损失率在纤维浓度超过 0.6% 后急剧增加,高浓度的纤维对支撑剂充填层孔隙的堵塞效果越来越明显。因此,为了保证纤维防砂效果且防止高浓度纤维对支撑剂充填层导流能力的影响,优化纤维的最佳浓度为 0.6%。

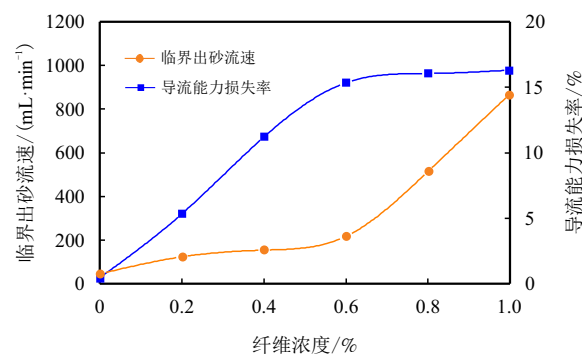


图11 粗糙裂缝中纤维浓度对临界出砂流速及导流能力的影响

Fig. 11 Effect of fiber concentration on the sanding critical flow velocity and conductivity with rough fractures

3 应用实例

JQ 某井是部署在四川盆地川中低缓构造带某区块一口先导试验井,井型为水平井,完钻井深为 4 430.00 m,该井垂深 2 095.16 m,水平段长 2 052.00 m,目标储层平均孔隙度 11.56%,平均含水饱和度 22.4%,电阻率 79.5 Ω·m, I 类 +II 类储层厚度 1 084.30 m,占比 65.0%。采用段内多簇压裂

工艺,桥塞分21段进行加砂压裂,段内分簇等孔径射孔,簇间距8~10 m,每段簇数8~11簇,每簇簇长0.15~0.30 m,每簇3~6孔,每段48~60孔。采用连续加砂模式,不同粒径支撑剂纤维尾追伴注。压裂施工过程中加砂强度4.0 t/m,用液强度14.5 m³/m;在40/70、70/140目支撑剂阶段分别加注纤维,按照设计完成21段纤维防砂试验,纤维300 kg/段,累计总纤维量6 300 kg。

JQ某井压后测试产量21.60×10⁴ m³/d(31 MPa),无阻流量103.0×10⁴ m³/d,是前期同区块邻井的12.9倍(表1)。压后返排阶段总出砂约20 m³,出砂率0.35%,较邻井的平均出砂率2.85%下降了87.7%(图12),现场施工表明纤维防砂效果较好。

表1 JQ某井及邻井压后测试产量
Tab. 1 Test production after fracture of a well in JQ and its adjacent wells

井号	油压/MPa	套压/MPa	日产气/ (×10 ⁴ m ³)	无阻流量/ (×10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)
邻井2#	5.03	6.91	2.26	3.0
邻井6#	10.80	12.50	1.09	1.9
JQ某井	23.50	29.80	21.60	103.0

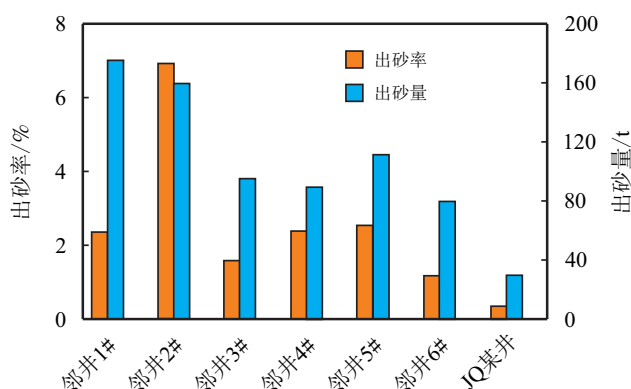


图12 JQ某井及邻井出砂统计情况
Fig. 12 Statistics of sand production of a well in JQ and its adjacent wells

4 结论

(1) 对于支撑剂充填的主裂缝,裂缝导流能力随着闭合应力和支撑剂浓度的变化存在临界闭合应力及临界支撑剂浓度。为了获得较高且稳定的导流能力,近井主裂缝需要有足够的支撑剂以提供更大的剩余缝宽,远井剪切裂缝只加入少量小粒径支撑剂也能有效改善高闭合应力条件下的导流能力。

(2) 对于四川盆地致密气藏储层有效闭合应力

为20~60 MPa,建议使用高浓度支撑剂实现近井主裂缝多层铺置来获得高导流能力;远井剪切支撑裂缝则采用低浓度小粒径支撑剂以局部铺置,维持与之相应的缝宽和导流能力。

(3) 裂缝面粗糙的岩样其临界出砂流速较光滑岩样更高;支撑裂缝中加入纤维后,临界出砂流速呈数量级增长,纤维的加入能有效预防压后支撑剂回流;临界出砂流速随着纤维浓度的增加而增大,为了兼顾纤维防砂效果和裂缝导流能力,优化纤维的最佳浓度为0.6%。

(4) 致密气藏多尺度支撑理念在四川盆地川中低缓构造带某区块致密气储层开展的压裂工程实践取得了显著的增产效果,为中国致密气藏经济高效开发提供了有效支撑和借鉴。

参考文献

- [1] 郑志红,李登华,王志欣,等.我国重点盆地致密油气资源潜力评价[J].中国矿业,2017,26(8):22-29.
ZHENG Zhihong, LI Denghua, WANG Zhixin, et al. Assessment of the potential of tight oil and gas in major basins in China[J]. China Mining Magazine, 2017, 26(8): 22-29.
- [2] 孙龙德,邹才能,贾爱林,等.中国致密油气发展特征与方向[J].石油勘探与开发,2019,46(6):1015-1026. doi: 10.11698/PED.2019.06.01
SUN Longde, ZOU Caineng, JIA Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015-1026. doi: 10.11698/PED.2019.06.01
- [3] 胡俊坤,龚伟,任科.中国致密气开发关键因素分析与对策思考[J].天然气技术与经济,2015,9(6):24-29. doi: 10.3969/j.issn.2095-1132.2015.06.007
HU Junkun, GONG Wei, REN Ke. Key factors affecting China tight-gas development and some countermeasures[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2015, 9(6): 24-29. doi: 10.3969/j.issn.2095-1132.2015.06.007
- [4] ZOU Yushi, MA Xinfang, ZHANG Shicheng, et al. The origins of low-fracture conductivity in soft shale formations: An experimental study[J]. Energy Technology, 2015, 3(12): 1233-1242 doi: 10.1002/ente.201500188
- [5] ZHANG J, KAMENOV A, ZHU D, et al. Development of new testing procedures to measure propped fracture conductivity considering water damage in clay-rich shale reservoirs: An example of the Barnett Shale[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 135: 352-359. doi: 10.1016/j.petrol.2015.09.025
- [6] HILL A, POURNIK M, ZOU C L, et al. Small-scale fracture conductivity created by modern acid fracture fluids[C]. SPE 106272-MS, 2007. doi: 10.2118/106272-

MS

- [7] 艾池, 张永晖, 赵万春, 等. 压裂液返排过程中支撑剂回流规律研究[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(2): 70–73. doi: 10.3969/j.issn.1000-7393.2012.02.019
- AI Chi, ZHANG Yonghui, ZHAO Wanchun, et al. Study on proppant backflow during flowback of fracturing fluid[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(2): 70–73. doi: 10.3969/j.issn.1000-7393.2012.02.019
- [8] 胡景宏, 何顺利, 李勇明, 等. 压裂液强制返排中支撑剂回流理论及应用研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2008, 30(4): 111–114. doi: 10.3863/j.issn.1000-2634.2008.04.028
- HU Jinghong, HE Shunli, LI Yongming, et al. Proppant flow back theory and application during forced fracturing fluid flowback[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2008, 30(4): 111–114. doi: 10.3863/j.issn.1000-2634.2008.04.028
- [9] 王雷, 张士诚. 防回流纤维对支撑剂导流能力影响实验研究[J]. 钻采工艺, 2010, 33(4): 97–98, 104. doi: 10.3969/j.issn.1006-768X.2010.04.031
- WANG Lei, ZHANG Shicheng. Influence of glass fiber on flow conductivity of proppant[J]. Drilling & Production Technology, 2010, 33(4): 97–98, 104. doi: 10.3969/j.issn.1006-768X.2010.04.031
- [10] 傅英. 压裂气井生产过程中支撑剂回流机理研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2006.
- FU Ying. Study on the mechanism of proppant backflow during the production of fracturing gas wells[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2006.
- [11] CHEN Chi, WANG Shouxin, LU Cong, et al. Experimental study on the effectiveness of using 3D scanning and 3D engraving technology to accurately assess shale fracture conductivity[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 208: 109493. doi: 10.1016/j.petrol.2021.109493
- [12] CHEN C, WANG S, LU C, et al. An experimental investigation of hydraulic fracture conductivities in shales[C]. The 55th U. S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 2021.
- [13] LU Cong, LU Yu, GOU Xinghao, et al. Influence factors of unpropped fracture conductivity of shale[J]. Energy Science & Engineering, 2020, 8. doi: 10.1002/ese3.645
- [14] 林应之, 林启才, 邓世杨, 等. 深层砂岩裂缝性气藏缝网压裂裂缝导流能力分析[J]. 油气井测试, 2021, 30(5): 9–17. doi: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.05.002
- LIN Yingzhi, LIN Qicai, DENG Shiyang, et al. Analysis on fracture conductivity of fracture network fracturing in deep sandstone fractured gas reservoir[J]. Well Testing, 2021, 30(5): 9–17. doi: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.05.002
- [15] 李天才, 郭建春, 赵金洲. 压裂气井支撑剂回流及出砂控制研究及其应用[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2006, 21(3): 44–47. doi: 10.3969/j.issn.1673-064X.2006.03.012

科学版), 2006, 21(3): 44–47. doi: 10.3969/j.issn.1673-064X.2006.03.012

LI Tiancai, GUO Jianchun, ZHAO Jinzhou. Study on the proppant backflow control and the sanding control of fractured gas wells and its application[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2006, 21(3): 44–47. doi: 10.3969/j.issn.1673-064X.2006.03.012

- [16] FREDD C N, MCCONNELL S B, BONEY C L, et al. Experimental study of hydraulic fracture conductivity demonstrates the benefits of using proppants[C]. SPE 60326-MS, 2000. doi: 10.2118/60326-MS

- [17] 刘成武. 压裂气井生产过程中支撑剂回流及控制研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2018.

LIU Chengwu. Research on proppant flowback and control in fracturing gas well production[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.

作者简介



陈 迟, 1980 年生, 男, 汉族, 四川内江人, 高级实验师, 硕士, 主要从事油气藏增产改造理论与技术方面的研究工作。E-mail: 22444210@qq.com



郭建春, 1970 年生, 男, 汉族, 四川营山人, 教授, 博士生导师, 主要从事油气藏增产理论与应用技术方面的研究。E-mail: guojianchun@vip.163.com



路千里, 1989 年生, 男, 汉族, 河北保定人, 讲师, 博士, 主要从事水力压裂裂缝扩展机理、非常规储层缝网扩展理论及数值模拟、水力压裂工程技术方面的研究。E-mail: lu_qianli@foxmail.com



慈建发, 1977 年生, 男, 汉族, 吉林辉南人, 高级工程师, 博士, 主要从事储层增产改造理论与技术研究及科技管理工作。E-mail: cijianfa.xnyq@sinopec.com

编辑: 王旭东

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>