

引用格式:江松莲,叶铠睿,钱超,等.蠕变效应下页岩压裂分区渗透率动态演变特征实验研究[J].油气藏评价与开发,2026,16(3):650-656.

JIANG Songlian, YE Kairui, QIAN Chao, et al. Experimental study on dynamic evolution characteristics of permeability in shale fracturing zones under creep effects[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(3): 650-656.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025204

蠕变效应下页岩压裂分区渗透率动态演变特征 实验研究

江松莲¹, 叶铠睿¹, 钱超¹, 张森林², 秦佳正², 汤勇²

(1. 中国石油川庆钻探工程有限公司页岩气勘探开发项目经理部, 四川 成都 610051; 2. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500)

摘要:在页岩水力压裂过程中,应力演化会加剧物性损伤,导致储层不同区域呈现差异化的渗透率变化规律。页岩内部矿物组成差异和微观结构非均质性赋予其显著的蠕变特性,进而引发页岩储层发生时效变形,降低裂缝导流能力。以往针对页岩岩心的蠕变研究多聚焦于力学特性,而关注蠕变效应如何影响渗透率演变的实验较少。国外学者针对页岩渗透率与时间的关系开展了相关实验研究,但未对具有不同渗流能力和特征的岩心进行全面研究。本研究将井筒附近储层划分为3个区域:支撑缝区、未支撑缝区和基质区,并利用井下实际页岩岩心表征分区储层特性,建立了蠕变效应-渗透率测试装置及测试方法,通过分析岩心物性参数随时间的演变趋势,揭示了蠕变效应对页岩支撑裂缝、未支撑裂缝和基质的渗透率损伤机制及变化规律。实验结果表明:支撑缝岩心、未支撑缝岩心和基质岩心的渗透率随有效应力作用时间的延长均呈指数衰减趋势,具体表现为渗透率初期快速下降,随后下降速度逐渐减缓。有效应力越大,渗透率衰减越快,未支撑缝岩心的衰减速度最快,支撑缝岩心次之,基质岩心最缓。例如:在25 MPa有效应力下持续作用108 h后,基质岩心、支撑缝岩心和未支撑缝岩心的渗透率分别降至初始值的44.07%、4.21%和1.55%;在45 MPa有效应力下持续作用108 h后,上述岩心的渗透率则分别降至初始值的9.28%、3.81%和1.02%。均质孔隙结构(孔隙大小、形状和分布高度一致),使得外部有效应力能够均匀分散至整个岩心,在低应力条件下,这种均匀性可避免局部应力集中导致的孔隙塌陷或裂缝扩展。因此,在低有效应力条件下,基质岩心的渗透率衰减程度相对较小。本研究基于物理模拟实验,有效揭示并阐明了变应力条件下页岩储层不同分区蠕变效应对渗透率的影响规律。

关键词:页岩气;有效应力;渗透率动态演变;蠕变效应;压裂分区

中图分类号:TE319

文献标识码:A

Experimental study on dynamic evolution characteristics of permeability in shale fracturing zones under creep effects

JIANG Songlian¹, YE Kairui¹, QIAN Chao¹, ZHANG Senlin², QIN Jiazheng², TANG Yong²

(1. Shale Gas Exploration and Development Project Management Department, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: During shale hydraulic fracturing, strain evolution exacerbates physical damage, leading to differentiated permeability changes across reservoir regions. Variations in mineral composition and microstructural heterogeneity in shale contribute to creep characteristics, leading to time-dependent reservoir deformation and reduced fracture conductivity. Previous creep experiments on shale cores mainly focus on their mechanical properties, with few studies investigating how creep effects influence permeability evolution. Although some international researchers have examined the relationship between shale permeability and time through experiments, comprehensive studies on cores with different flow capabilities and characteristics remain lacking. In this study, the reservoir near the wellbore was divided into three zones: propped fracture zone, unpropped fracture zone, and matrix zone. Using actual downhole shale cores, the reservoir characteristics of each zone were identified. A testing device and methodology for coupling creep effects and permeability were established.

收稿日期:2025-07-21。

第一作者简介:江松莲(1993—),女,硕士,工程师,主要从事油气藏开发研究工作。地址:四川省成都市成华区猛追湾6号,邮政编码:610051。

E-mail: jiangsl_dy@cnpc.com.cn

通信作者简介:秦佳正(1993—),女,博士,副研究员,主要从事非常规油气藏渗流理论、储气库及CO₂埋存、人工智能在油气领域的应用研究工作。

地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail: jqin_swpu@163.com

基金项目:国家自然科学基金资助项目“页岩气藏动态缝网多井串流干扰多相渗流理论研究”(12302338);四川省自然科学基金项目“考虑动态缝网的页岩气藏多井控压生产机理及数值模拟研究”(2023NSFC0937)。

By analyzing the time-dependent evolution of core physical parameters, the mechanisms and variation patterns of permeability damage induced by creep effects in shale propped fractures, unpropped fractures, and the matrix were investigated. The results showed that the permeability of propped fracture cores, unpropped fracture cores, and matrix cores all exhibited an exponential decay with increasing effective stress duration, characterized by an initial rapid decline followed by a gradual slowdown. The permeability decay rate increased with effective stress, with the fastest decline in unpropped fracture cores, followed by propped fracture cores, and the slowest in matrix cores. Specifically, under an effective stress of 25 MPa for 108 h, the permeability of matrix, propped fracture and unpropped fracture cores decreased to 44.07%, 4.21%, and 1.55% of their initial values, respectively. Under 45 MPa for the same duration, the corresponding values decreased to 9.28%, 3.81%, and 1.02%. The homogeneous pore structure (with highly uniform pore size, shape, and distribution) enabled the external effective stress to be evenly distributed throughout the core. Under low-stress conditions, this uniformity prevented pore collapse or fracture propagation due to local stress concentration. Consequently, the permeability attenuation in matrix cores was relatively minor under low effective stress conditions. Based on physical simulation, this study effectively reveals and clarifies the influence mechanisms of creep effects on permeability in different shale reservoir zones under varying stress conditions.

Keywords: shale gas; effective stress; permeability dynamic evolution; creep effect; fracture zoning

随着“碳达峰”与“碳中和”战略的持续推进,天然气在清洁能源结构中的地位日益凸显,成为能源系统中的重要支撑^[1]。作为非常规天然气资源,页岩气的开发受到国家政策和市场的广泛关注^[2-5]。中国陆相页岩分布广泛,其纹层组合的非均质性对储层物性、裂缝扩展及烃类富集具有关键控制作用^[6]。然而,页岩层固有的低孔、低渗特性及复杂的裂缝网络,导致传统钻井方式难以满足高效开发的技术要求^[7-8]。目前,现场开发主要采用水平井结合多段压裂技术^[9-11]。在裂缝改造过程中,确保裂缝具备长期稳定的导流能力是评价改造效果的关键标准^[12]。多种因素会制约裂缝的导流能力^[13],包括:①在高闭合压力作用下,地层将支撑剂压入裂缝面,导致缝宽减小^[14-15];②压裂碎屑或支撑剂运移并在流动通道中堆积,造成流体渗流能力下降^[16];③储层岩石发生随时间累积的黏弹性变形;④生产阶段孔隙压力降低导致有效应力增大,支撑结构被压实,导流效率降低;⑤水岩相互作用(水化作用)对岩石强度与裂缝稳定性造成不利影响^[17-20]。

页岩中富含的矿物和有机物成分使其在长期应力作用下表现出时效变形特性^[21]。即使外部施加的应力保持不变,岩石内部应变仍可能缓慢增长,这表明岩石的变形行为不仅取决于受力大小,还与加载时间密切相关。在更高应力条件下,达到相同变形程度所需的时间会显著缩短。水力压裂裂缝是流体的主要渗流通道,若裂缝开度受到严重影响,局部渗流能力会大幅下降。页岩储层在长期开采过程中,其结构会经历持续的蠕变演化过程,导致支撑剂逐渐嵌入裂缝面,引发裂缝闭合与缝宽减小,造成裂缝导流能力下降,进而影响单井产气水平^[22]。导流能力的降低会进一步影响开发效果^[23-24]。同时,裂缝的存在会显著加速蠕变发展过程,并对裂缝导流特性产生深远影响。水平井大规模体积压裂是页岩气有效开采的重要手段,前人对压裂裂缝行为进行了广泛的研究。针对单井储量高效动用问题,姚志广等^[25]建立了一套三维储层数值模型,旨在分析裂缝扩展结构的配置需

求。研究在详细识别地层裂缝结构的基础上,分别建立了岩石基质和裂缝系统的力学-渗流模块,并通过高精度水力压裂模拟,系统评估并优化了裂缝簇布置方式、液体注入速率及工作液参数。元倩等^[26]基于有效应力理论,综合考虑了气体滑脱流动、吸附气解吸以及页岩变形等因素,构建了基质与裂缝系统多尺度耦合作用下的孔隙度与渗透率演化模型。随后提出了一套页岩气水平井产能预测的流固耦合模型,揭示了多级压裂后储层内部非线性渗流机制,并探讨了影响井产能的关键地质与工程因素。研究表明,缝网区域的耦合效应尤为显著。

近年来,越来越多的学者认识到蠕变效应对页岩储层压裂后的长期开发的显著影响^[27-28]。SONE等^[21]对美国多个主要页岩区域的基质岩石开展了蠕变实验。结果显示,相较于应力加载历程,页岩的矿物成分对基质蠕变量的影响更为显著。BANDARA等^[29]对不同支撑剂填充方式(包括完全均匀、部分均匀及多层布置)的压裂粉砂岩样品进行了为期144 h的渗透率实验。实验发现,多层支撑剂填充模式能最大限度保持裂缝的导流能力,其嵌入过程主要受弹性机制控制;而其他填充方式则同时受到弹性与蠕变机制的共同作用。上述研究在一定程度上推动了对页岩蠕变行为认知的深入发展。基于这一认识,相关研究进一步探索了蠕变条件下基质物性参数的演化规律。根据持续时间的不同,蠕变对基质性质的影响可划分为短期与长期两个研究维度。在有效应力施加初期,蠕变影响可被视为应力响应的一部分,并可将其纳入已有的应力敏感模型中进行处理^[30-33]。相比之下,长期蠕变是指岩石在恒定应力水平下长时间持续变形,即使应力保持不变,其物性参数也难以快速达到稳定状态。

然而,目前关于页岩储层水力压裂后形成的基质、支撑缝和未支撑缝在蠕变效应对渗透率损伤的研究较少,且未探讨不同有效应力水平下蠕变效应的影响程度。本研究选取同一深度的深层页岩岩心,依据压裂改造特征,分别表征井筒周围的支撑缝区、未支撑缝区和基质区三

类区域。基于自主研发的蠕变效应-渗透率测试装置及方法,研究了变应力条件下蠕变效应对这三类分区渗透率变化的影响程度,分析了其影响规律与机理,为页岩储层开发提供理论支撑和工程指导。

1 实验样品及装置

为探究页岩中基质、支撑缝和未支撑缝的蠕变效应对渗透率变化的影响,揭示蠕变效应对储层渗流的作用机制,开展3种岩心分别在25、45、65 MPa压力下的蠕变效应-渗透率测试。

1.1 岩心样品制备

实验所用岩心为现场取心获得的样品。用于切割及模拟改造的3块岩心均取自四川盆地威远构造区块的龙马溪组,以确保岩心物性一致。将岩心清洗、烘干后,测量其孔隙度、渗透率等基础物性参数,岩心样品基本参数如表1所示。储层有机碳含量为1.8%,黏土含量为42.4%,石英、长石和碳酸盐矿物含量分别为30.0%、6.8%和8.3%。

表1 实验岩心样品基本参数

Table 1 Basic parameters of experimental core samples

编号	长度/cm	直径/cm	取样深度/m	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
1	6.680	2.490	3 441.89~3 441.92	3.625	0.003 335
2	6.372	2.488	3 441.54~3 441.56	3.951	0.003 246
3	5.050	2.486	3 440.12~3 440.14	2.116	0.008 241

根据实验设计方案,1号岩心作为基质岩心,用于表征基质区。2号、3号岩心需进行人工造缝处理(图1)。其中,2号岩心压裂后不填充支撑剂,以表征未支撑缝区;3号岩心压裂后充填支撑剂,以表征支撑缝区。所选支撑剂为100目石英砂(占比 $\leq 50\%$)+40/70目陶瓷(占比 $\geq 50\%$)的组合。填砂完成后使用热缩管塑封,以防止裂缝面轻易产生变形;岩心两端贴有滤纸,以防止

支撑剂运移。

1.2 实验流程与步骤

根据实验设计,采用岩心驱替流动实验装置开展相应实验。具体实验步骤如下:

1) 实验准备:依据实验流程(图2),连接实验仪器设备,并检验其密封性。实验流体为高纯氮气。

2) 有效应力设计:由于该区块地层原始压力为64 MPa,在开采过程中有效应力逐渐增大,设置了3级有效应力水平,分别为25、45、65 MPa。

3) 渗透率测试:对岩心夹持器施加恒定围压,调整入口气源压力和回压并保持稳定,有效应力即为围压与回压之差。有效应力设置恒定为25 MPa,每隔12 h测定1次气测渗透率,总的应力施加时长为108 h。增大有效应力至45 MPa和65 MPa,重复上述实验步骤。渗透率测试方法依据中华人民共和国国家标准《岩心分析方法》(GB/T 29172—2012)。

$$k_g = \frac{2p_0 Q_g \mu_g L}{A(p_1^2 - p_2^2)} \quad (1)$$

式中: k_g 为气测渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; p_1 为岩心入口绝对压力,单位MPa; p_2 为岩心出口绝对压力,单位MPa; Q_g 为稳定时气体流量,单位mL/s; p_0 为大气压,单位MPa; μ_g 为气体在实验条件下的动态黏度,单位mPa·s; L 为岩心轴向长度,单位cm; A 为岩心横截面积,单位 cm^2 。

4) 结束实验,缓慢卸压,取出岩心,整理实验数据。

2 实验结果与分析

2.1 蠕变实验结果

根据实验结果,计算得到分别在25、45、65 MPa有效应力下加载108 h后3块岩心的渗透率随时间变化关系(图3—图5)。未支撑缝岩心在3种应力条件下的渗透率

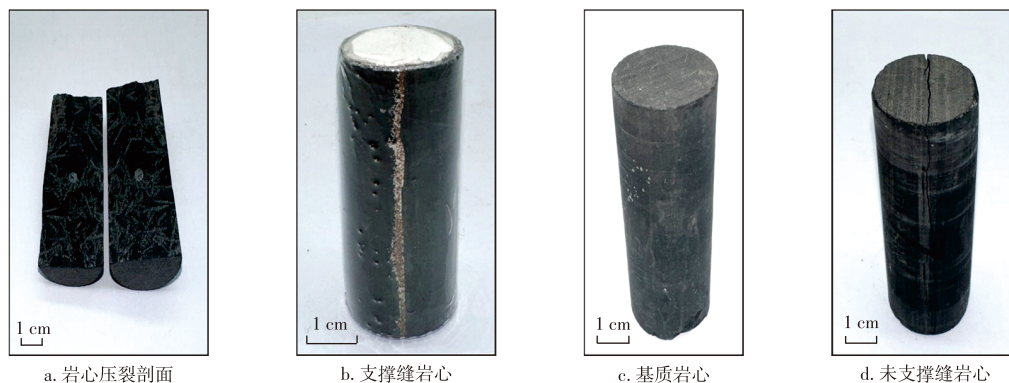


图1 实验所用岩心

Fig. 1 Cores used in experiments

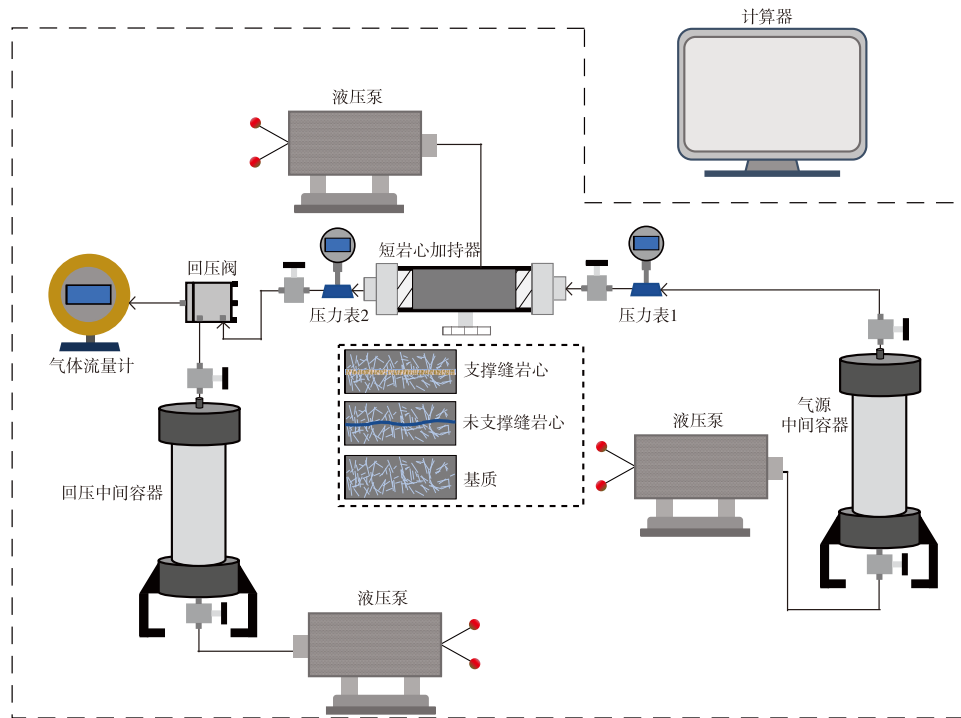


图2 实验装置与流程示意图

Fig. 2 Experimental process

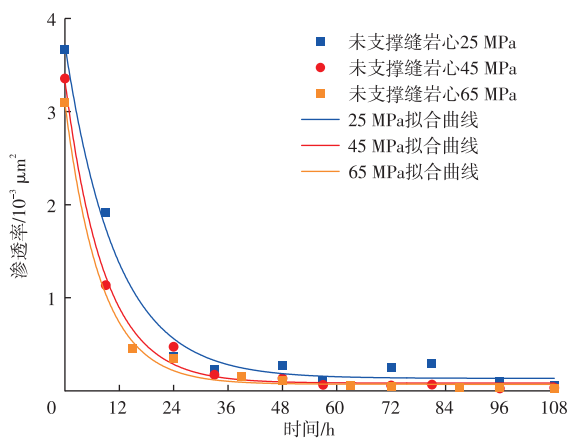


图3 未支撑缝岩心在25、45、65 MPa有效应力下渗透率变化对比

Fig. 3 Comparison of permeability changes in unproped fracture cores under stresses of 25, 45, and 65 MPa

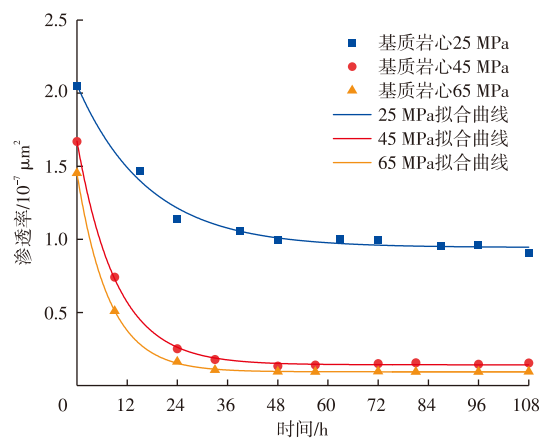


图5 基质岩心在25、45、65 MPa有效应力下渗透率变化对比

Fig. 5 Comparison of permeability changes in matrix cores under stresses of 25, 45, and 65 MPa

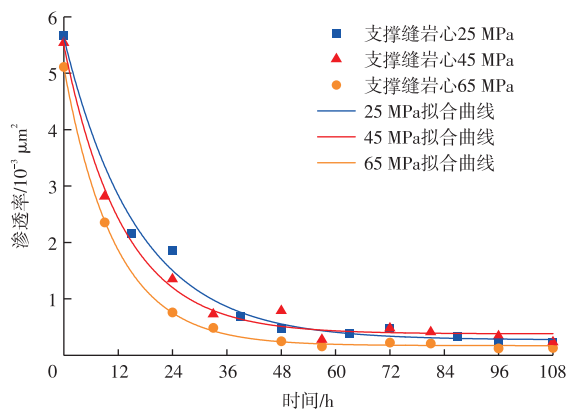


图4 支撑缝岩心在25、45、65 MPa有效应力下渗透率变化对比

Fig. 4 Comparison of permeability changes in propped fracture cores under stresses of 25, 45, and 65 MPa

损害程度相似,均在24 h以内降至初始渗透率的9.8%,24 h后变化幅度较小,有小幅波动,总体趋势呈指数关系变化,且各岩心渗透率的指数拟合精度均高于98%。有效应力越大,在相同时间内,同一块岩心的渗透率衰减越快,且渗透率损害越大。未支撑缝岩心在3种应力条件下施加108 h后最终渗透率水平较为接近,原因是未支撑裂缝在一定的应力水平以上施加足够的时间便会趋于闭合。因此,3种有效应力条件下对未支撑裂缝岩心的影响程度差异不大(图3)。

由于支撑剂的存在,支撑缝岩心在25 MPa的有效应力48 h后渗透率降为初始渗透率的8.4%,相较于未支撑缝蠕变效应的影响更迟缓,3种有效应力的影响程度同

样未体现出较大差异,变化规律与未支撑缝相似,有效应力与渗透率变化程度呈正相关(图4)。

基质岩心在低应力下(25 MPa)持续 108 h 后渗透率衰减为初始渗透率的 44.1%,远低于未支撑缝岩心和支撑缝岩心在 25 MPa 下持续 108 h 后的渗透率衰减率。基质岩心在 45、65 MPa 有效应力下分别衰减为初始渗透率的 9.28%、6.52%(图 5)。研究表明:未支撑缝在 3 种岩心的应力敏感程度最高,在较高应力下裂缝迅速闭合导致导流能力急剧下降,支撑缝岩心次之,基质岩心应力敏感程度最弱,这与蠕变效应的影响规律有一定相似性^[34]。

2.2 渗透率损害程度分析

根据岩心渗透率最大损害率计算公式,评价 3 块岩心的初始渗透率损伤情况,计算得到不同应力条件下 3 块岩心的渗透率最大损害率情况如表 2 所示,并绘制了渗透率最大损害率与有效应力变化关系图(图 6)。3 条曲线均说明,渗透率最大损害率与有效应力呈正相关。其中,基质岩心在低应力向中应力过渡阶段的渗透损害增

幅最为显著,有效应力从 25 MPa 上升至 45 MPa 后,渗透率最大损害率从 55.93% 增加至 90.72%,增幅远大于有效应力从 45 MPa 上升至 65 MPa 时渗透率最大损害率的增幅。页岩的孔隙特征可能会影响其力学性质。裂缝通道可提供更多的空间,当外力作用时,这些裂缝可能更容易被压缩或塌陷。而微小孔隙结构可能更紧密,抵抗变形的能力更强,裂缝周围的岩石骨架可能更薄弱,导致容易压缩。同时,若裂缝面不平整,粗糙度较高,导致应力集中,容易在压力下发生变形。而微小孔隙可能分布更均匀,形状更规则,应力分布更均匀,不易被压实。基质岩心在 25 MPa 有效应力时渗透率损害程度远低于带裂缝的岩心,这是由于微小孔隙结构较强,能暂时抵抗应力压实作用。在有效应力持续作用一定时间后,若不产生剪切破碎,岩心的渗透率便不会产生大幅度波动,由此说明有效应力增大对基质岩心的渗透率影响程度逐渐减小。从图 6 也可以看出:基质岩心的渗透率在 3 种岩心中受蠕变效应影响最小,未支撑缝岩心受蠕变效应影响最大,支撑缝岩心次之;支撑缝岩心与未支撑缝岩心的渗透率在不同有效应力下的影响差异不大,呈线性相关关系。

表 2 岩心样品渗透率损害程度

Table 2 Permeability damage degree in core samples

岩心	有效应力/MPa	最大损害率/%
未支撑缝岩心	25	98.45
	45	98.98
	65	99.14
支撑缝岩心	25	95.79
	45	96.19
	65	97.44
基质岩心	25	55.93
	45	90.72
	65	93.48

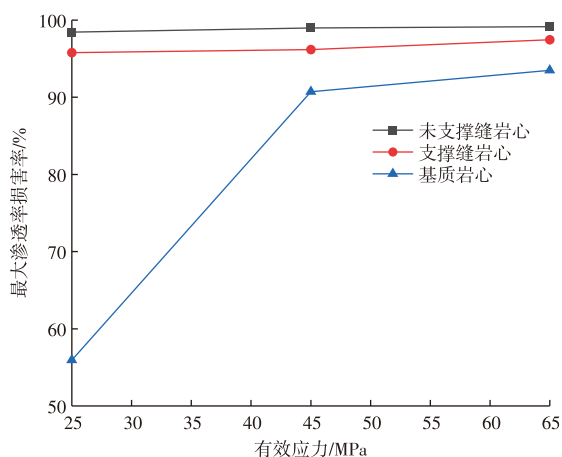


图 6 未支撑缝岩心、支撑缝岩心和基质岩心渗透率最大损害率与有效应力的变化关系

Fig. 6 Variation diagram of maximum permeability damage rate with effective stress in unpropped fracture cores, propped fracture cores, and matrix cores

$$D_{\text{stmax}} = \frac{K_1 - K_{\text{min}}}{K_1} \times 100\% \quad (2)$$

式中: K_1 为岩心初始渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_{min} 为蠕变后最小渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; D_{stmax} 为最大应力下的渗透率损害率,%。

3 结论

1) 微裂缝、人工裂缝的存在有效地提升了页岩储层的渗流能力,但持续作用的有效应力对裂缝的渗透率影响也至关重要。实验表明,有效应力越大,相同时间内,同一块岩心渗透率损害越大。基质、未支撑缝和支撑缝的渗透率随着时间增加呈指数式衰减,其敏感性顺序为:未支撑缝>支撑缝>基质。实验结果亦揭示,有效应力越高,渗透率衰减越快。因此,在实际生产中,若能长期维持储层有效应力在较低水平并保持稳定,可有效延缓裂缝的闭合。

2) 不同有效应力作用下持续 108 h 后,岩心渗透率变化如下:25 MPa 时,基质岩心、支撑缝岩心和未支撑缝岩心的渗透率分别降低为初始渗透率的 44.07%、4.21% 和 1.55%;45 MPa 时,基质岩心、支撑缝岩心和未支撑缝岩心的渗透率分别降低为初始渗透率的 9.28%、3.81% 和 1.02%;65 MPa 时,基质岩心、支撑缝岩心和未支撑缝岩心的渗透率分别降低为初始渗透率的 6.52%、2.56% 和 0.86%。最终,未支撑缝岩心渗透率降至 $10^{-5} \mu\text{m}^2$ 级别 ($2.631 \times 10^{-5} \mu\text{m}^2$),支撑缝岩心渗透率降至 $10^{-4} \mu\text{m}^2$ 级别

($1.308 \times 10^{-4} \mu\text{m}^2$), 基质岩心降至 $10^{-8} \mu\text{m}^2$ 级别 ($19.472 \times 10^{-8} \mu\text{m}^2$)。

3) 基质岩心因孔隙通道微小,分布密集,颗粒间接触点更多,形成了更为稳定的网络结构,能更有效地分散应力,故抗压能力更强。此外,微小孔隙中较强的毛细管压力可能增强了颗粒间的黏附力,使其能够在短期内有效抵抗压实作用。这解释了在 25 MPa 有效应力下作用 108 h 后,基质岩心的渗透率损害远小于含裂缝岩心的现象。

参考文献

- [1] 姚红生,邱伟生,周德华,等.苏北盆地复杂断块油藏 CCUS-EOR 关键技术与实践[J]. 天然气工业, 2025, 45(9): 212-222.
YAO Hongsheng, QIU Weisheng, ZHOU Dehua, et al. Key technologies and practices of CCUS-EOR in complex fault-block reservoirs in the Subei Basin[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(9): 212-222.
- [2] ZHONG C, HOU D, LIU B, et al. Water footprint of shale gas development in China in the carbon neutral era[J]. Journal of Environmental Management, 2023, 331: 117238.
- [3] 刘超,包汉勇,万云强,等.四川盆地涪陵气田白马区块效益开发实践与对策[J]. 石油实验地质, 2023, 45(6): 1050-1056.
LIU Chao, BAO Hanyong, WAN Yunqiang, et al. Beneficial development practice and countermeasures of Baima block in Fuling shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1050-1056.
- [4] 詹国卫,杨建,赵勇,等.川南深层页岩气开发实践与面临的挑战[J]. 石油实验地质, 2023, 45(6): 1067-1077.
ZHAN Guowei, YANG Jian, ZHAO Yong, et al. Development practice and challenges of deep shale gas in southern Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1067-1077.
- [5] 何希鹏,王凯,何贵松,等.复杂构造带常压页岩气开发刻度区建立及其意义[J]. 天然气工业, 2025, 45(3): 16-35.
HE Xipeng, WANG Kai, HE Guisong, et al. Establishment of calibrated area of normal pressure shale gas development in complex structure belts and its significance[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45 (3): 16-35.
- [6] 蔡潇,高玉巧,何希鹏,等.陆相页岩层系纹层组合特征及烃类富集机制:以苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段为例[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(6): 1315-1327.
CAI Xiao, GAO Yuqiao, HE Xipeng, et al. Lamina combination characteristics and hydrocarbon enrichment mechanism of continental shale formations: A case study of the second member of the Paleogene Funing Formation in the Qintong Sag, Subei Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(6): 1315-1327.
- [7] 邹才能,董大忠,王玉满,等.中国页岩气特征、挑战及前景(一)[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 689-701.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects(I) [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6): 689-701.
- [8] TANG Y, LI J, HE Y, et al. End of tubing placement optimization for multi-stage fractured horizontal wells by transient multiphase flow simulation[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2025, 246: 213548.
- [9] 赵金洲,任岚,蒋廷学,等.中国页岩气压裂十年:回顾与展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 121-142.
ZHAO Jinzhou, REN Lan, JIANG Tingxue, et al. Ten years of gas shale fracturing in China: Review and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 121-142.
- [10] 郭建春,路千里,何佑伟.页岩气压裂的几个关键问题与探索[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 148-161.
GUO Jianchun, LU Qianli, HE Youwei. Key issues and explorations in shale gas fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 148-161.
- [11] 邹才能,赵群,丛连铸,等.中国页岩气开发进展、潜力及前景[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 1-14.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1-14.
- [12] 刘峻嵘,何凯宁,刘树阳,等.致密油藏水力压裂后水锁形成及演化规律[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2025, 49(6): 152-161.
LIU Junrong, HE Kaining, LIU Shuyang, et al. Water blockage occurrence and evolution dynamics in tight oil reservoirs in post-hydraulic fracturing[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2025, 49(6): 152-161.
- [13] 李玉杰.考虑应力敏感和多尺度流动的页岩气渗流模型[J]. 非常规油气, 2025, 12(1): 117-122.
LI Yujie. Shale gas flow model considering stress sensitivity and multi-scale flow[J]. Unconventional Oil & Gas, 2025, 12(1): 117-122.
- [14] KATENDE A, ALLEN C, RUTQVIST J, et al. Experimental and numerical investigation of proppant embedment and conductivity reduction within a fracture in the Caney Shale, Southern Oklahoma, USA[J]. Fuel, 2023, 341: 127571.
- [15] 潘林华,王海波,贺甲元,等.页岩水化作用对支撑剂嵌入影响实验研究[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(13): 5228-5235.
PAN Linhua, WANG Haibo, HE Jiayuan, et al. Experimental study on the influence of shale hydration on proppant embedment[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(13): 5228-5235.
- [16] 高玉巧,郑永旺,张莉娜,等.南川常压页岩气田注 CO₂ 吞吐矿场实践[J]. 石油实验地质, 2025, 47(2): 395-405.
GAO Yuqiao, ZHENG Yongwang, ZHANG Lina, et al. Field tests of CO₂ huff-n-puff technology in Nanchuan normal-pressure shale gas field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(2): 395-405.
- [17] 刘向君,熊健,梁利喜.龙马溪组硬脆性页岩水化实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(3): 178-186.
LIU Xiangjun, XIONG Jian, LIANG Lixi. Hydration experiment of hard brittle shale of the Longmaxi Formation[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(3): 178-186.
- [18] 康毅力,杨斌,李相臣,等.页岩水化微观作用力定量表征及工程应用[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(2): 301-308.
KANG Yili, YANG Bin, LI Xiangchen, et al. Quantitative characterization of micro forces in shale hydration and field applications[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44 (2): 301-308.

- [19] 曾凡辉,张蕾,郭建春,等.页岩水化及水锁解除机制[J].石油勘探与开发,2021,48(3):646-653.
ZENG Fanhui, ZHANG Qiang, GUO Jianchun, et al. Mechanisms of shale hydration and water block removal[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 646-653.
- [20] 曹峰,李龙,余小龙,等.水化作用下硬脆性泥页岩理化性能与力学特性实验研究[J].重庆科技大学学报(自然科学版),2025,27(2):21-29.
CAO Feng, LI Long, YU Xiaolong, et al. An experimental study of the physic-chemical properties of hard and brittle shale under hydration[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2025, 27(2): 21-29.
- [21] SONE H, ZOBACK M D. Time-dependent deformation of shale gas reservoir rocks and its long-term effect on the in situ state of stress [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2014, 69: 120-132.
- [22] 何佑伟,谢义翔,乔宇,等.非常规油气藏不规则复杂裂缝表征方法[J].石油实验地质,2024,46(4):748-759.
HE Youwei, XIE Yixiang, QIAO Yu, et al. Characterization of irregular complex fractures in unconventional oil and gas reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(4): 748-759.
- [23] 徐颖洁,陈玉林,何封,等.基于嵌入式离散裂缝模型的页岩气开发参数优化[J].天然气工业,2024,44(12):105-115.
XU Yingjie, CHEN Yulin, HE Feng, et al. Optimization of shale gas development parameters based on embedded discrete fracture model [J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(12): 105-115.
- [24] 何佑伟,贺质越,汤勇,等.基于机器学习的页岩气井产量评价与预测[J].石油钻采工艺,2021,43(4):518-524.
HE Youwei, HE Zhiyue, TANG Yong, et al. Shale gas well production evaluation and prediction based on machine learning[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(4): 518-524.
- [25] 姚志广,邵莎睿,黄永智,等.川南泸州区块深层页岩气井压裂参数优化[J].天然气勘探与开发,2025,48(2):92-102.
YAO Zhiguang, SHAO Sharui, HUANG Yongzhi, et al. Optimization of fracturing parameters for deep shale gas wells in Luzhou block, southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2025, 48(2): 92-102.
- [26] 元倩,岳明,朱维耀,等.页岩储层多级压裂水平井流固耦合产能分析[J].工程科学学报,2025,47(5):1128-1136.
QI Qian, YUE Ming, ZHU Weiyao, et al. Fluid-solid coupling productivity analysis of multi-stage fractured horizontal wells in shale reservoirs[J]. Chinese Journal of Engineering, 2025, 47(5): 1128-1136.
- [27] 苗文培,姜汉桥,葛洪魁,等.页岩气储层蠕变特性及其对页岩气开发的影响[J].油气地质与采收率,2014,21(4):97-100.
MIAO Wenpei, JIANG Hanqiao, GE Hongkui, et al. Gas shale creep and its influence on the shale gas development[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 97-100.
- [28] LI C, WANG J, XIE H. Anisotropic creep characteristics and mechanism of shale under elevated deviatoric stress[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 185: 106670.
- [29] BANDARA K M A S, RANJITH P G, HAQUE A, et al. An experimental investigation of the effect of long-term, time-dependent proppant embedment on fracture permeability and fracture aperture reduction[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2021, 144: 104813.
- [30] ZHANG Q, FINK R, KROOSS B, et al. Reduction of shale permeability by temperature-induced creep[J]. SPE Journal, 2021, 26(2): 750-764.
- [31] ZHANG J, ZHU D, HILL A D. Water-induced damage to propped-fracture conductivity in shale formations[J]. SPE Production & Operations, 2016, 31(2): 147-156.
- [32] DUDLEY J W II, MYERS M T, SHEW R D, et al. Measuring compaction and compressibilities in unconsolidated reservoir materials by time-scaling creep[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 1998, 1(5): 430-437.
- [33] CAI J, XIA Y, LU C, et al. Creeping microstructure and fractal permeability model of natural gas hydrate reservoir[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 115: 104282.
- [34] 端祥刚,安为国,胡志明,等.四川盆地志留系龙马溪组页岩裂缝应力敏感实验[J].天然气地球科学,2017,28(9):1416-1424.
DUAN Xianggang, AN Weiguo, HU Zhiming, et al. Experimental study on fracture stress sensitivity of Silurian Longmaxi shale formation, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(9): 1416-1424.

(编辑 郭群)