

引用格式: 杨兆中, 袁健峰, 张景强, 等. 四川盆地海相页岩水平井压裂裂缝研究进展及认识[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 600-609.

YANG Zhaozhong, YUAN Jianfeng, ZHANG Jingqiang, et al. Research progress and understanding of fracturing fractures in horizontal wells of marine shale in Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(4): 600-609.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.04.010

四川盆地海相页岩水平井压裂裂缝研究进展及认识

杨兆中¹, 袁健峰¹, 张景强^{1,2}, 李小刚¹, 朱静怡^{1,3}, 何建冈^{1,2}

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 中国石油塔里木油田公司, 新疆 库尔勒 841000; 3. 西南石油大学化学化工学院, 四川 成都 610500)

摘要:页岩气作为清洁、低碳的非常规天然气, 规模化开发有利于推动中国实现“碳达峰、碳中和”。经过近10 a的理论与技术体系攻关, 中国页岩气压裂实现了从无到有、从跟跑到部分领跑的跨越。从页岩气压裂工艺出发, 围绕裂缝布局、压裂造缝、支撑裂缝3个方面进行了详细阐述, 得到以下几点认识: ①储层改造体积和裂缝复杂程度的最大化是缝网特征的2个优化目标, 进而实现页岩气产能的最大化; ②压裂造缝时, 需要保证各簇裂缝均匀起裂, 同时由于地应力场的非均质性与天然裂缝等结构弱面的存在, 压裂裂缝会发生簇间串通或重叠, 导致裂缝缝间距并不等于簇间距; ③在密切割、强加砂条件下, 极限限流压裂适用性不强, 缝口暂堵压裂、缝内暂堵压裂、狭窄分叉缝铺砂均涉及复杂的液固两相流的科学问题尚需解决; ④对于含支撑剂的支撑裂缝, 需要根据产能或产量的需求, 确定导流能力需求值与分布模式, 进而优化支撑剂参数和铺砂工艺。结论认为: 持续加强深层、超深层页岩储层压裂改造的相关理论研究和工艺技术攻关, 精细化、精准化、差异化设计相关压裂施工参数, 明确支撑剂在复杂裂缝网络的运移机制及分布模式, 综合优化各级裂缝导流能力至关重要。研究成果对中国深层、超深层页岩气开发实现降本—提质—增效具有参考意义。

关键词:页岩储层; 水平井压裂; 裂缝布局; 压裂造缝; 支撑裂缝

中图分类号: TE37

文献标识码: A

Research progress and understanding of fracturing fractures in horizontal wells of marine shale in Sichuan Basin

YANG Zhaozhong¹, YUAN Jianfeng¹, ZHANG Jingqiang^{1,2}, LI Xiaogang¹, ZHU Jingyi^{1,3}, HE Jianguang^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla, Xinjiang 841000, China; 3. College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: The rapid development of shale gas, a clean and low-carbon unconventional natural gas, plays a key role in supporting China's goals for achieving a carbon peak and carbon neutrality. Over the past decade, China has made significant strides in the theoretical and technical aspects of shale gas fracturing, progressing from non-existence to existence and evolving from followers to partially leading the field. This paper discusses three critical aspects of the shale gas fracturing process: fracture layout, fracture creation, and support fracture, yielding several key insights: ① The primary objectives in optimizing the characteristics of the fracture network are to maximize reservoir modification volume and fracture complexity. This maximization is crucial for enhancing the shale gas production capacity. ② During the fracturing process, it is essential to ensure uniform fracture initiation across each cluster. However, due to the non-homogeneity of the ground stress field and the presence of structural weak surfaces such as natural fractures, inter-cluster collusion or overlap of fractured fractures often occurs. This results in the actual fracture seam spacing being unequal to the planned cluster spacing. ③ Under conditions of close cutting and strong sand addition, the applicability of limit flow restriction fracturing is limited. The scientific challenges related to temporary plugging at the fracture mouth, temporary plugging within the fracture, and sand placement in narrow bifurcation seams remain unresolved. These challenges involve complex liquid-solid two-phase flow dynamics. ④ For fractures containing proppant, it is necessary to determine

收稿日期: 2023-06-12。

第一作者简介: 杨兆中(1969—), 男, 博士, 教授, 从事油气藏增产改造理论、技术和非常规天然气开发研究。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学, 邮政编码: 610500。E-mail: yzzycl@vip.sina.com

通信作者简介: 张景强(1996—), 男, 硕士, 助理工程师, 从事非常规油气增产改造理论与技术以及天然气净化技术领域的工作。地址: 新疆库尔勒市石化大道26号中国石油塔里木油田公司, 邮政编码: 841000。E-mail: zhangjq1119@126.com

基金项目: 四川省科技计划项目“页岩压裂的损伤力学特征研究”(2020JDJQ0059)。

the inflow capacity demand and distribution mode based on the reservoir's capacity or production demands. Subsequently, optimizing the proppant parameters and the sand placement process is crucial. The paper concludes that ongoing enhancement in theoretical research and process technology related to the fracturing transformation of deep and ultra-deep shale reservoirs is essential. It is imperative to refine, accurately design, and differentially set the fracturing construction parameters, elucidate the transport mechanism and distribution mode of proppant in complex fracture networks, and optimize fracture conductivity comprehensively. The research findings presented here are of significant reference value for the development of deep to ultra-deep shale gas in China, aiming to achieve cost reduction, quality improvement, and efficiency enhancement.

Keywords: shale reservoir; horizontal well fracturing; fracture layout; fracture making; propped fracture

中国页岩气储量丰富,技术可采资源量为 $31.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。经过不断的技术攻关和实践,2021年页岩气年产量达 $228 \times 10^8 \text{ m}^3$,实现了页岩气产量从无到有,从小到大的飞跃^[1]。为了进一步提高储层改造效果,水平井分段多簇压裂不断升级推广到段内多簇密切割暂堵压裂。四川长宁区块宁209井区通过对射孔位置、射孔孔数、裂缝间距、支撑剂和暂堵剂用量进行优化,优选纳米压裂液,压后折算测试产量相比邻井得到了显著提升^[2]。根据礁石坝区块页岩气产能影响因素分析发现:页岩气产能受完井情况、地质参数、工程参数的影响。其中,裂缝簇数等工程参数对测试产量和无阻流量均有影响,但不同区域对其影响程度显著不同^[3]。然而,页岩压裂气井产量则受地层因素(地层压力、孔隙度和渗透率等)、压裂裂缝因素(裂缝形态、导流能力等)、排采因素(生产制度、举升工艺等)的影响。

对于压裂裂缝来讲,在一定地层、井筒、完井压裂工艺的约束条件下,如何进行有效的裂缝布局、压裂造缝、支撑裂缝决定了页岩气的流通通道。简而言之,就是要建立什么样的“地下高速公路”、怎样建立“地下高速公路”、怎样保持“地下高速公路”的畅通,从而最大程度上提高页岩气产量,实现规模化、效益化开发。为突破制约深层、超深层页岩气效益开发的技术瓶颈,急需厘清这些工程问题背后的科学问题才能有效指导“地下高速公路”的建立。鉴于此,从裂缝布局、压裂造缝、支撑裂缝3个方面论述了四川盆地海相页岩水平井压裂裂缝的发展现状和攻关方向,有望为页岩气高效开发提供理论参考。

1 裂缝布局

1.1 储层改造体积

储层改造体积是评价页岩气储层改造程度的重要参数,改造体积的最大化是页岩储层成功改造的关键。对于页岩储层,通过水平井分段多簇体积压裂形成主裂缝的同时沟通天然裂缝、层理等结构弱面,最终在主裂缝周

围形成复杂裂缝网络,称为储层改造体积(Stimulated Reservoir Volume,简称SRV)^[4],见图1。

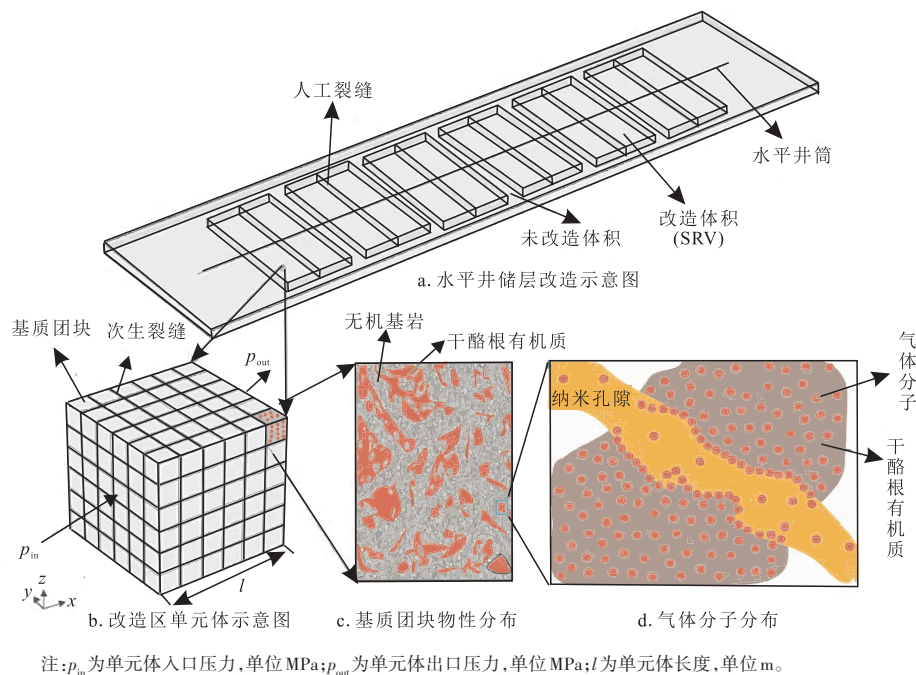
之前通常认为裂缝波及区域即为改造体积,将裂缝波及区域分为有效渗流区和无效渗流区,并采用有效改造体积表征有效渗流区^[5]。但由于页岩储层微纳米孔喉发育,改造区基质动用难度大,研究表明裂缝间距越长,渗流距离越长,未改造区越大,渗流阻力越大^[6]。

目前,SRV预测与评价方法已经从定性到半定量发展,从早期依赖微地震监测等技术到依托离散裂缝网络、扩展有限元的数学理论发展^[7]。对于实际的页岩气压裂水平井,基于DTS(分布式光纤温度测试)与离散裂缝网络反演发现,压裂段产气贡献率与裂缝总长度成正比,单簇裂缝越长,裂缝中的气体流量越高^[8-9],其中,裂缝半长越大,产能越大。这是由于裂缝长度的增加,使得泄气面积增加,渗流阻力减小,进而产能显著提升^[10-11]。同时,裂缝簇数与裂缝半长是页岩气初期产量的重要影响因素,单井产气量随裂缝簇数、裂缝半长增加而增加^[12-13]。

根据理论计算发现当裂缝总长度(即造缝成本)保持不变时,U型布缝比均匀布缝更能获得高产。研究表明:小井距布井时产生的井间渗流干扰使得井组产量低于单井产量叠加之和,但单井采用U型布缝在一定程度上减弱干扰带来的负面影响,从而使得井组累计产量高于均匀布缝和反U型布缝,同时随着裂缝簇数的增加,缝间干扰越为明显^[14-15]。唐波涛等^[16]通过室内物模实验确立了“段内多簇+高加砂强度+造长缝”的改造理念,形成了考虑应力干扰及渗流阴影的河道砂体非均匀布缝方法。李勇明等^[17]采用均匀分布、外疏内密、外密内疏3种裂缝间距分布方式发现等间距分布气井产量更高。

1.2 裂缝复杂程度

裂缝复杂程度作为评价储层改造程度的重要参数,通常采用裂缝复杂性指数或者裂缝分形维数表征^[18-19],其数值越大,表明裂缝复杂程度越高,储层改造效果越好。对于深层、超深层页岩,只有尽可能增加缝网的复杂性,才能实现压裂裂缝波及范围的动用体积最大化。

图1 页岩储层SRV区域表征单元体渗流模型^[4]Fig. 1 Percolation model for characterizing the SRV region unit in shale reservoirs^[4]

页岩气在整个开发过程的流动可分为3个阶段:基质向微裂缝、微裂缝向次生裂缝、次生裂缝向主裂缝的流动,并且气体的流动以线性流为主。于学亮等^[20]建立离散裂缝网络模型研究发现:对于均质页岩储层,在裂缝长度均匀且裂缝间距相同的条件下,由于复杂缝比简单缝的储层控制范围更大,因而获得的累计产量更高。苏玉亮等^[4]建立页岩气渗流机理模型分析发现:当SRV区域内次生裂缝间距小于20 cm时,可实现区域内基质团块内流体到裂缝的渗流距离最短。

对天然裂缝发育的页岩储层进行研究时,根据蚂蚁体属性、裂缝强度对天然裂缝进行分级发现:一级裂缝对产能起破坏性作用,裂缝密度与产能具有明显的负相关性;二级裂缝密度越大,产气量越低;三级裂缝密度介于230~460条/km²有利于气井高产。同时在大尺度裂缝发育区,一、二级裂缝对产能起主导作用^[21]。但页岩地质力学属性对缝网建造有严重的抑制作用,导致缝网需求高与创建难度大之间存在着尖锐的矛盾。因此,为了建造复杂裂缝网络,目前主要通过采用大排量、缝内暂堵憋压的方式提升缝内净压力,激活天然裂缝网络,增加裂缝复杂程度^[22]。

综上所述,追求实现储层改造体积与裂缝复杂程度的最大化,实质上是为了使裂缝壁面与储层基质的接触面积最大,流体从基质到裂缝的渗流距离最短、所需压差最小,增加人工改造储层渗透率,进而有利于储层流体的快速产出。如何获得更大的储层改造体积与缝网复杂

度,不仅是对现有压裂工艺的考察,更是对现有压裂工艺的挑战。

2 压裂造缝

2.1 造缝机制

页岩储层复杂缝网的起裂与延伸机制已经成为页岩开发领域的热点。压裂过程中,多裂缝的相互作用和动态扩展机理是一个复杂的非线性、多场耦合的力学问题,涉及岩石力学、断裂力学和渗流力学多学科、多领域的交叉融合。目前,大量专家学者采用物理模拟和数值模拟2类方法,建立并完善了页岩水平井压裂复杂裂缝起裂延伸模型,揭示了页岩储层裂缝的起裂延伸、多裂缝的相互作用、裂缝动态扩展机理。

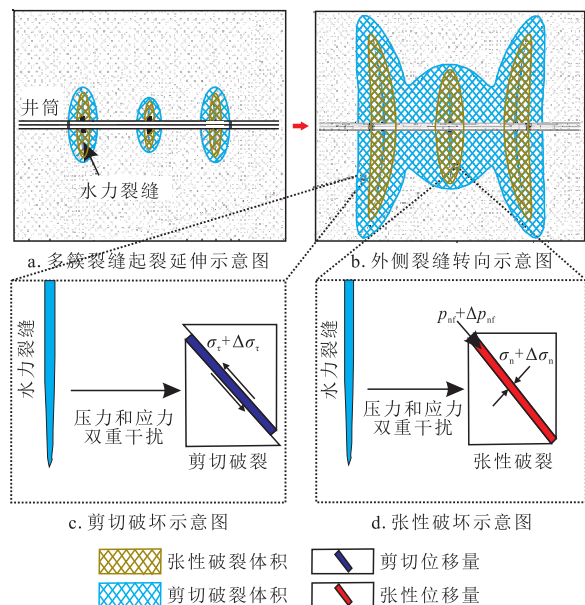
页岩气水平井分段多簇压裂过程中,天然裂缝和层理等结构弱面的存在是形成裂缝网络的关键,与水力裂缝相遇可能发生相交、终止和偏置等延伸模式,天然裂缝受到来自水力裂缝引起强烈的压力和应力的双重干扰会发生剪切破坏或张性破坏^[23-24](图2)。同时,随着裂缝簇数的增加,缝间应力干扰效应加剧,导致部分射孔簇无法起裂延伸,水力裂缝呈现竞争扩展的现象。这种裂缝的竞争扩展是流量动态分配和裂缝扩展形态的动态耦合过程,其本质是多簇裂缝网络动态扩展^[25]。裂缝的起裂与延伸不仅仅是拉张破坏,而是在应力的作用下产生剪切破坏、拉张破坏和滑移破坏等多种复杂的力学行为。此

时,产生的不再是单一的平面对称双翼裂缝,而是由水力主裂缝、分支扩张裂缝和剪切自支撑裂缝3种裂缝组成的复杂非平面、非对称的裂缝网络^[26-28]。

ZHOU等^[29]基于离散元法建立三维复杂裂缝扩展模型,研究发现开启高密度层理缝有利于增加裂缝复杂程度,但裂缝缝高方向的延伸却明显受到抑制,致使储层改造体积减小。同时,当脆性指数较小、层理胶结强度较高时,仅能形成单一裂缝,难以形成复杂缝网^[30]。对于高水平应力差的深层页岩,水力裂缝遇到层理缝直接穿过或被捕获,导致压裂后仅形成简单的平面裂缝而不是复杂裂缝或裂缝网络^[31]。

针对白马区块复杂构造区深层页岩,刘尧文^[32]建立平面三维“井筒—多裂缝扩展”全耦合计算模型分析发现:随着密切割裂缝簇数的增加,各簇裂缝缝长、缝高均呈现降低趋势,裂缝非均衡扩展现象严重。同时,朱海燕等^[27]耦合多物理场建立复杂裂缝扩展模型,研究表明:当加密井簇间距较小时,分支裂缝易发生串通和重叠,压裂液效率低,并且随着压裂时间的推迟,近井筒的裂缝复杂程度增加,但改造体积有所减小。

综上所述,压裂过程中缝网复杂度与改造体积往往难以兼得,同时对于储层非均质性和天然裂缝、层理等结构弱面发育的储层,压裂裂缝会发生簇间串通或重叠,导致裂缝缝间距并不等于簇间距。因此,需要精细化、精准化、差异化设计裂缝簇数、排量、簇间距等压裂施工参数,实现页岩气产能的最大化。



注: σ_n 为天然裂缝受到原始正应力分量,单位MPa; $\Delta\sigma_n$ 为正应力增量,单位MPa; σ_t 为剪应力分量,单位MPa; $\Delta\sigma_t$ 为剪应力增量,单位MPa; p_{in} 为流体压力,单位MPa; Δp_{in} 为流体压力增量,单位MPa。

图2 页岩压裂SRV形成机制^[24]

Fig. 2 Formation mechanism of SRV in shale fracturing^[24]

2.2 压裂工艺

压裂改造是页岩气开发的关键技术手段,“千方砂、万方液”也成为了中国页岩气储层压裂改造的标志^[33]。2010年以来,经过不断的理论与技术体系攻关,四川盆地页岩气开发由早期借鉴北美页岩气的压裂经验,采用多段少簇、大间距的布缝方式,以大排量、低砂比的造缝方式发展到采用少段多簇、密集切割的布缝方式,并通过暂堵调压、控液提砂建造复杂缝网的新一代水平井压裂工艺,进而实现储层改造体积最大化、裂缝复杂程度最大化,最终达到降本增效的目的^[34-35]。

水平井分段多簇压裂作为中国页岩储层压裂改造的主体技术,该技术通过多簇射孔实现多裂缝的应力叠加,进而改善裂缝扩展形态,扩大裂缝延伸区域,增大储层改造体积^[7]。早期实践表明:常规水平井分段压裂可实现对中浅层页岩的有效开发,但依然存在储层改造不充分,即存在“盲区”的情况,见图3。随着储层埋深的增加,宁209井区、泸202井区等川南深层页岩气区块现场实践表明:由于受地层非均质性和天然裂缝的双重影响,储层改造效果较差,裂缝网络复杂度较低,测试产量差异明显^[36]。因此,常规水平井分段多簇压裂难以满足深层页岩缝网改造的需要。为进一步增加裂缝复杂性,提高单井产量,提出了段内多簇压裂,该技术在一定段长情况下,通过多簇(大于3簇)射孔,增加段内裂缝簇数,缩小簇间距,产生复杂缝网,不仅可以实现对储层的立体改造,还能实现流体的渗流距离最短,从而最大程度上改造储层^[37]。同时,在降本增效的理念下,逐渐发展到了段内多簇密切割压裂,增加单段储层改造裂缝表面积,提高簇间裂缝复杂程度^[38]。

成像测井表明:随着射孔簇数的增加,尤其是形成“密簇”特征,存在严重的射孔簇开启效率低、进液不均、水平段改造不充分等问题,导致多簇裂缝难以同时起裂延伸,出现裂缝非均衡扩展现象,特别是针对深层页岩的改造尤为严重^[39]。为了调控裂缝的均衡程度,发展了极限限流压裂、暂堵压裂(包括缝口暂堵压裂和缝内暂堵压裂)、非均匀射孔压裂技术等辅助压裂工艺^[40]。其中,通

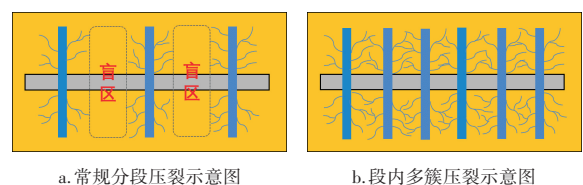


图3 常规分段压裂和段内多簇压裂示意图
Fig. 3 Schematic diagram of staged fracturing and in-segment multicluster fracturing

过极限限流压裂或缝口暂堵压裂调控簇间流量分配,保证射孔簇的有效开启和进液;缝内暂堵压裂调节缝内净压力,增加裂缝复杂性,最终实现对裂缝均匀延伸的有效调控^[41]。

昭通国家级页岩气示范区YS112HX-1水平井采用“段内多簇+暂堵转向”压裂并对相关参数进行优化,压后见气时间早、井口压力大、日产气量高,改造效果好^[42]。威荣区块深层页岩采用“超高压、大排量、大液量、缝内暂堵转向、变排量”工艺增大了压裂改造体积,提高了远井区域裂缝复杂程度^[39]。威远区块形成了“长段短簇、暂堵匀扩、控液增砂”的多簇暂堵体积改造技术,威202A平台通过簇间差异化设计、长段多簇射孔、压中暂堵等措施,提升了裂缝复杂程度,见图4^[43-45]。威204井区运用“多簇射孔、高强度加砂、暂堵转向”压裂工艺技术,实现了对水平段的全面改造^[46]。胡东风等^[47]提出了深层、超深层页岩缝口暂堵压裂裂缝调控方法,实现了多簇裂缝“抑长促短,均匀延伸”,扩大了缝网改造体积,提高了压裂效果。在此基础上,川南地区形成了“多簇射孔缩小簇间距+高强度加砂+暂堵转向+石英砂替代陶粒”新一代压裂工艺,即压裂工艺2.0,实现了复杂裂缝均匀起裂、多簇裂缝全域扩展、裂缝网络高效支撑^[36]。

虽然上述压裂工艺在页岩气开发中取得了显著的效果,但极限限流压裂、缝口暂堵压裂、缝内暂堵压裂的有效性和精准性依然充满了挑战。随着压裂工艺的改变,在长时间、高流速、高强度加砂的工况下,孔眼数目减少、单段过砂量增加,流过孔眼的流速增大、砂比及过砂量增加,导致孔眼冲蚀现象加剧,孔眼扩径明显。杨兆中等^[48]通过单孔眼打磨实验发现:当砂比9%、打磨时间9 min时,单孔眼扩径率约16%,根据经验公式计算得出孔眼摩阻降低了约45%,导致实际的孔眼限流能力大大降低。ROBERTS等^[49]利用井下成像监测装置对比压裂前后射孔图像,观察到压裂后射孔孔眼受到了明显的侵蚀。

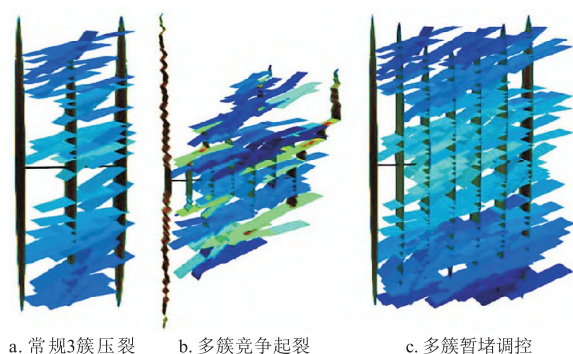


图4 3种水力裂缝扩展特征对比(根据文献[43-45]修改)
Fig. 4 Comparison of three types of hydraulic fracture extension characteristics (Modified from reference[43-45])

同时,在缝口暂堵压裂施工过程中,封堵球的坐封、脱落具有随机性,加上孔眼磨蚀引起的孔眼扩径,造成封堵位置及成功率难以预测。对于缝内暂堵压裂,XU等^[50]研究表明:裂缝封堵层承压过程中可能发生摩擦失稳和剪切失稳2种失稳模式,其中摩擦失稳分为整体滑移致摩擦失稳、粒度降级致摩擦失稳、裂缝扩展致摩擦失稳3种形式,见图5。裂缝扩展致摩擦失稳是压裂过程中最应该避免的,一旦发生表明裂缝封堵失效。因此,暂堵压裂时需要预测裂缝开度的变化量,测试缝内暂堵剂在归一化条件(单位裂缝宽度、单位摩擦系数)下的封堵压力梯度,进而计算暂堵剂的补偿量,确保压裂裂缝的有效封堵。

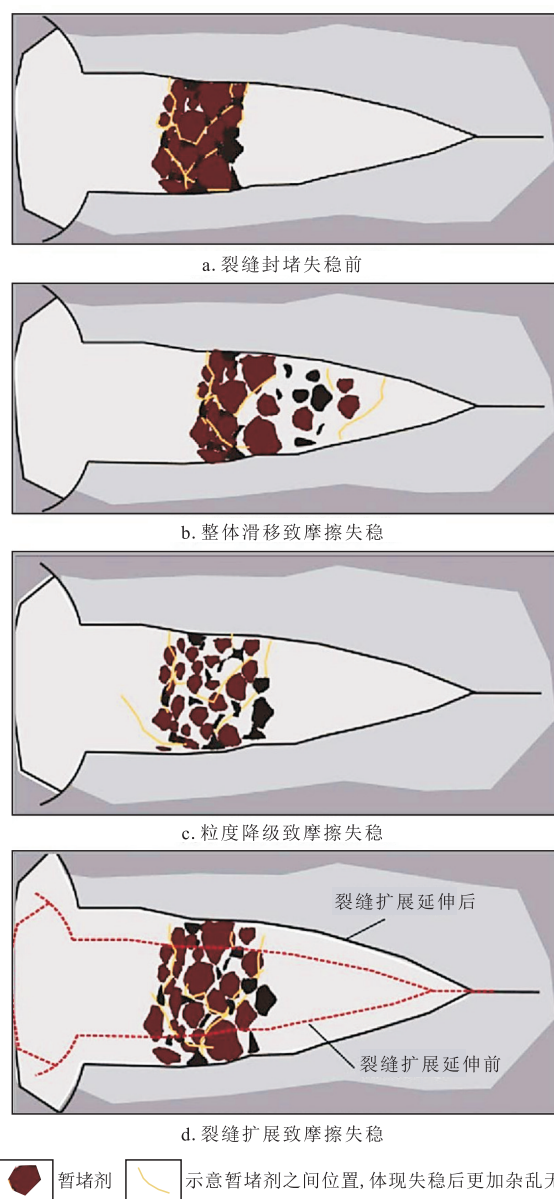


图5 裂缝封堵层摩擦失稳模式示意图^[50]
Fig. 5 Schematic diagram of the frictional instability mode of the fracture sealing layer^[50]

图5 裂缝封堵层摩擦失稳模式示意图^[50]
Fig. 5 Schematic diagram of the frictional instability mode of the fracture sealing layer^[50]

3 支撑裂缝

3.1 铺砂模式

页岩压裂后产生的主裂缝、支裂缝、微裂缝组成的复杂裂缝网络能否获得有效的支撑是提高页岩气单井产量的关键。根据裂缝网络不同的支撑类型,可分为含支撑剂的裂缝支撑和剪切滑移裂缝自支撑,见图6^[25]。对于含支撑剂的裂缝支撑,支撑剂在复杂裂缝网络中的运移铺置是压裂效果的重要衡量指标。对此,大量学者采用室内实验和数值模拟进行了深入研究^[51-52]。

赵传峰等^[53]将支撑剂在裂缝网络中的铺置过程认为是一个非自然堆积的过程,包括无序随机渐次堆积和有序紧密压实堆积2个阶段。同时,支撑剂的铺置模式包括单层铺置和多层铺置,其中单层铺置可分为正方形和菱形2种排列模式,多层铺置可分为六方密堆积和立方密堆积2种堆积模式,见图7。

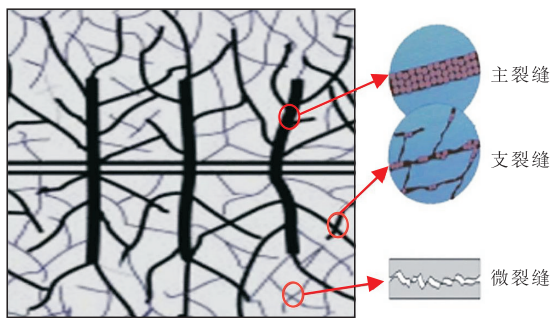
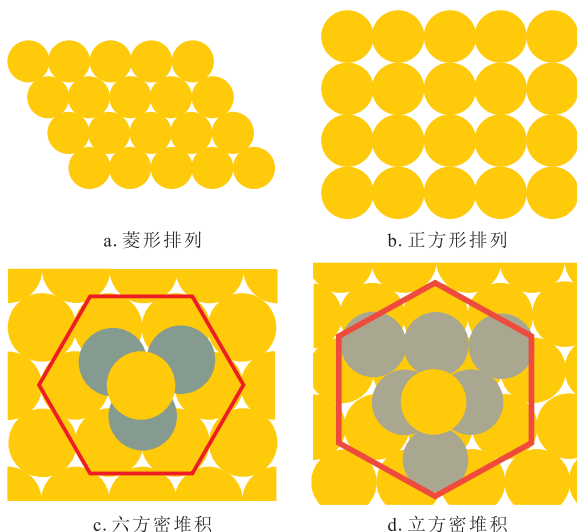


图6 不同尺度下裂缝支撑示意图^[25]

Fig. 6 Schematic diagram of crack support at different scales^[25]



注:不同颜色的圆表示堆积层次。

图7 支撑剂颗粒排列模式与堆积模式^[53]

Fig. 7 Proppant particle alignment pattern and accumulation pattern^[53]

研究表明:支撑剂在裂缝的闭合压力作用下会发生变形、破坏和嵌入,随着闭合压力的增加,支撑剂的嵌入程度大大增加,尤其是针对深层页岩。李勇明等^[54]考虑支撑剂菱形排列多层铺置时支撑剂变形对裂缝宽度的影响,认为增加支撑剂铺置层数、选用大粒径支撑剂可有效降低压后缝宽的变化程度。CHEN等^[55]研究发现:支撑剂单层铺置时,支撑剂含量越低,嵌入深度越大;而多层铺置时改变支撑剂含量则不会影响支撑剂的嵌入深度,同时提出了一种支撑剂嵌入深度的计算方法。

对于支撑剂在复杂裂缝网络的铺置运移规律,实验发现支撑剂在裂缝中主要有悬浮运移和滑移滚动2种方式,其中注入排量是支撑剂展布形态的最主要影响因素^[56-57]。同时,支撑剂密度越低,运移能力越好,并且降低了支撑剂在裂缝入口的沉降堆积,使其在复杂裂缝中铺置更均匀^[58]。通常主裂缝和分支缝内支撑剂的铺置形态有显著差异,支撑剂在主裂缝呈梯形堆积,而在分支缝呈抛物线堆积。与石英砂相比,陶粒和自悬浮支撑剂在裂缝中运移更远且铺置高度更高,但在裂缝入口处的铺置效果不好^[59]。通过不同开度的分叉裂缝铺砂实验表明:在高黏度、小粒径和大排量条件下,主缝缝口较近的分叉缝出现支撑剂进入困难的现象。

随着技术的不断成熟,支撑剂的铺砂模式催生了通道压裂技术,该技术是通过在裂缝中非均匀铺砂形成高导流通道,进而提高油气产量^[60]。与常规压裂技术相比,通道压裂技术不再追求支撑剂的均匀铺置,而是追求实现支撑剂的非连续性簇团铺置,大幅度提高了压裂效果^[61]。

3.2 导流能力

支撑裂缝的导流能力是评价页岩储层压裂施工效果的重要参数,直接决定了页岩气产能的大小。对于剪切滑移自支撑裂缝,研究表明:随着裂缝滑移量的增加,自支撑裂缝导流能力逐渐增大,并且在高闭合应力条件下依然对页岩气产能有所贡献^[62]。而对于含支撑剂的裂缝支撑,裂缝导流能力大小受多种因素的影响,其中包括地层条件、压裂液性质、流动条件、支撑剂性质等因素。

研究发现:随着支撑剂粒径、铺置层数、支撑剂含量的增加,裂缝导流能力越大;而随着裂缝闭合应力、支撑剂破碎率的增加,裂缝导流能力却与之成反比,但支撑剂均匀铺置比完全混合铺置更能获得高导流能力^[63-64]。支撑剂在单层铺置情况下,支撑剂的嵌入程度对裂缝导流能力有较大影响,因此需要提高支撑剂用量或采用多粒径组合支撑剂、尾追大粒径支撑剂提高裂缝长期导流能力^[62]。长宁区块通过采用“密切割分段+高强度加砂压

裂”新工艺,提高支撑剂用量、降低支撑剂嵌入及破碎程度,确保了裂缝获得长期导流能力,单井产量大幅增加^[38]。同时,在满足页岩气的生产需求前提下,昭通太阳气田开展石英砂代替陶粒导流能力实验,实现页岩气降本增效、规模效益化开发^[65]。

侯腾飞等^[66]通过建立支撑剂非均匀铺置产能预测模型发现:在支撑剂含量和导流能力较低时,支撑剂的非均匀分布显著降低了气井产能,而当裂缝导流能力大于 $4\ \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 时,支撑剂非均匀铺置对涪陵地区页岩气井产能影响极小。MELCHER等^[67]研究发现存在1个裂缝导流能力的最佳值,实现对页岩气的高效、经济开采,并提出了“Just-Good-Enough”无因次裂缝导流能力的经济化理念。杨兆中等^[68]引入无因次导流能力,建立了页岩气井压裂非均匀导流产量预测模型,研究表明:缝内导流非均匀分布比常规均匀分布对产量的影响更大,无因次导流能力 F_{CD} 小于2.0时,近井地带采用凹型分布更利于压裂后产量的提高;而无因次导流能力 F_{CD} 大于5.0时,由于气层供给能力有限,导流能力出现“过剩”,导流能力分布方式对产量可忽略。

因此,对于实际的页岩储层,需要根据产能或产量的需求,优化导流能力及其分布模式,进而优化支撑剂参数和铺砂工艺,实现降本增效。

4 结论与建议

基于裂缝布局、压裂造缝、支撑裂缝3个方面系统阐述了四川盆地海相页岩水平井压裂裂缝研究进展,得到以下几点结论与建议:

1) 实现储层改造体积最大化和裂缝复杂度最大化是缝网特征的2个优化目标,进而有利于实现页岩气产能最大化。在实际页岩压裂过程中,尤其是针对深层、超深层页岩,建议采用极限限流压裂、缝口暂堵压裂、缝内暂堵压裂等辅助压裂工艺提高射孔簇开启率并调节裂缝缝内净压力,进而实现储层改造体积与裂缝复杂度的最大化,最大程度地提高页岩气单井产量。

2) 压裂造缝时,对于地应力非均匀分布和天然裂缝、层理等结构弱面发育的页岩储层,压裂裂缝易发生簇间串通或重叠现象,导致裂缝缝间距并不等于簇间距。同时在密切割、强加砂条件下,极限限流压裂适用性不强,缝口暂堵压裂、缝内暂堵压裂以及狭窄分叉缝铺砂均涉及复杂的液固两相流的科学问题尚需解决。

3) 对于含支撑剂的支撑裂缝,需要考虑地层约束以及导流能力对产量或产能的影响,进而确定导流能力需

求值和缝内导流能力的分布模式。并根据导流能力需求和影响因素,优化支撑剂类型和铺砂工艺。

参考文献

- [1] 马新华,王红岩,赵群,等.川南海相深层页岩气“极限动用”开发实践[J].石油勘探与开发,2022,49(6):1190-1197.
MA Xinhua, WANG Hongyan, ZHAO Qun, et al. “Extreme utilization” development of deep shale gas in southern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(6): 1190-1197.
- [2] 乐宏,杨兆中,范宇.宁209井区裂缝控藏体体积压裂技术研究与应用[J].西南石油大学学报(自然科学版),2020,42(5):86-98.
YUE Hong, YANG Zhaozhong, FAN Yu. Research and application of volume fracturing technology fracture control in Ning 209 Area[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2020, 42(5): 86-98.
- [3] 郑爱维,梁榜,舒志国,等.基于大数据PLS法的页岩气产能影响因素分析——以四川盆地涪陵气田焦石坝区块为例[J].天然气地球科学,2020,31(4):542-551.
ZHENG Aiwei, LIANG Bang, SHU Zhiguo, et al. Analysis of influencing factors of shale gas productivity based on large data technology: A case of Jiaoshiba block in Fuling Gas Field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(4): 542-551.
- [4] 苏玉亮,盛广龙,王文东,等.页岩气藏体体积压裂有效改造体积计算方法[J].地球科学,2017,42(8):1314-1323.
SU Yuliang, SHENG Guanglong, WANG Wendong, et al. A new approach to calculate effective stimulated reservoir volume in shale gas reservoir[J]. Earth Science, 2017, 42(8): 1314-1323.
- [5] REN L, SU Y L, ZHAN S Y, et al. Modeling and simulation of complex fracture network propagation with SRV fracturing in unconventional shale reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 28: 132-141.
- [6] 蒋豪,胥云,翁定为,等.水平井体积压裂基质-裂缝渗流规律分析[J].西安石油大学学报(自然科学版),2019,34(3):49-55.
JIANG Hao, XU Yun, WENG Dingwei, et al. Analysis of seepage characteristics in matrix and fracture in volume fracturing of a horizontal well[J]. Journal of Xian Shiyou University (Natural Science Edition), 2019, 34(3): 49-55.
- [7] 王旭林.页岩压裂改造体积估算算法研究[D].荆州:长江大学,2021.
WANG Xulin. Research on volume estimation algorithm of shale fracturing reformation[D]. Jingzhou: Yangtze University, 2021.
- [8] 李海涛,罗红文,向雨行,等.基于DTS的页岩气水平井人工裂缝识别与产出剖面解释方法[J].天然气工业,2021,41(5):66-75.
LI Haitao, LUO Hongwen, XIANG Yuxing, et al. DTS based hydraulic fracture identification and production profile interpretation method of horizontal well[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(5): 66-75.
- [9] 糜利栋.基于产气剖面的页岩气离散裂缝网络反演方法[J].石油学报,2021,42(4):481-491.
MI Lidong. Inversion method of discrete fracture network of shale gas based on gas production profile[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(4): 481-491.
- [10] 吴建发,常程,韩建,等.考虑树状次生裂缝的页岩气藏试井分析模型及其应用[J].钻采工艺,2022,45(3):84-88.

- WU Jianfa, CHANG Cheng, HAN Jian, et al. Shale gas well test analysis model considering the characteristics of tree-shaped secondary fractures and its application[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(3): 84–88.
- [11] 胡德高, 郭肖, 郑爱维, 等. 页岩气藏压裂井产能评价及分析[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 41(6): 132–138.
- HU Degao, GUO Xiao, ZHENG Aiwei, et al. Productivity evaluation of fractured wells in shale gas reservoirs[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2019, 41(6): 132–138.
- [12] 宋彦志, 杨倩, 任哲雨, 等. 页岩气藏压裂水平井产能计算及其影响因素[J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 42(3): 158–166.
- SONG Yanzhi, YANG Qian, REN Zheyu, et al. Productivity calculation and its influencing factors of fractured horizontal well in shale gas reservoir[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(3): 158–166.
- [13] 王兴文, 林永茂, 缪尉杰. 川南深层页岩气体积压裂工艺技术[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(1): 102–108.
- WANG Xingwen, LIN Yongmao, MIAO Weijie. Volume fracturing technology of deep shale gas in southern Sichuan[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(1): 102–108.
- [14] 卢比, 胡春锋, 马军. 南川页岩气田压裂水平井井间干扰影响因素及对策研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(3): 330–339.
- LU Bi, HU Chunfeng, MA Jun. Influencing factors and countermeasures of inter-well interference of fracturing horizontal wells in Nanchuan shale gas field[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(3): 330–339.
- [15] 梅海燕, 马明伟, 于倩, 等. 页岩气藏压裂水平井产能及其影响因素[J]. *大庆石油地质与开发*, 2019, 38(1): 71–77.
- MEI Haiyan, MA Mingwei, YU Qian, et al. Productivity of fractured horizontal well in shale gas reservoir and its influencing factors[J]. *Petroleum Geology and Oilfield development in Daqing*, 2019, 38(1): 71–77.
- [16] 唐波涛, 曾冀, 陈伟华, 等. 川中秋林地区致密砂岩水平井多簇射孔优化设计方法及应用效果[J]. *油气藏评价与开发*, 2022, 12(2): 337–344.
- TANG Botao, ZENG Ji, CHEN Weihua, et al. Multi cluster perforation optimization design method and its application effect of tight sandstone horizontal wells in Qiulin area, central Sichuan[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(2): 337–344.
- [17] 李勇明, 骆昂, 吴磊, 等. 考虑应力敏感和水力裂缝方位角的页岩产能模型[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 41(6): 117–123.
- LI Yongming, LUO Ang, WU Lei, et al. Shale productivity model considering stress sensitivity and hydraulic fracture azimuth[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2019, 41(6): 117–123.
- [18] 徐静, 霍春亮, 叶小明, 等. 基于多尺度融合的巨厚复杂裂缝性储层精细表征[J]. *中国海上油气*, 2021, 33(3): 93–99.
- XU Jing, HUO Chunliang, YE Xiaoming, et al. Fine characterization of complex fractured reservoirs with huge thickness based on multi scale I fusion[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2021, 33(3): 93–99.
- [19] 尚校森, 丁宏云, 卢拥军, 等. 一种页岩体体积压裂复杂裂缝的量化表征[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(1): 189–195.
- SHANG Xiaosen, DING Yunhong, LU Yongjun, et al. Quantitative characterization of complex fractures after volume fracturing in shale[J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(1): 189–195.
- [20] 于学亮, 胥云, 翁定为, 等. 页岩油藏“密切割”体积改造产能影响因素分析[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2020, 42(3): 132–143.
- YU Xueliang, XU Yun, WENG Dingwei, et al. Factors influencing the productivity of the multi-fractured shale oil reservoir with tighter clusters[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2020, 42(3): 132–143.
- [21] 杜悦, 崔欢, 袁渊, 等. 天然裂缝对页岩气井产能的影响评价[J]. *天然气工业*, 2021, 41(增刊1): 118–123.
- DU Yue, CUI Huan, YUAN Yuan, et al. Evaluation of the influence of natural fractures on the productivity of shale gas wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(suppl. 1): 118–123.
- [22] 李小刚, 何建冈, 杨兆中, 等. 基于离散元法的压裂裂缝特征研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(3): 348–357.
- LI Xiaogang, HE Jiangang, YANG Zhaozhong, et al. Fracture characteristics based on discrete element method[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(3): 348–357.
- [23] 商晓飞, 龙胜祥, 段太忠. 页岩气藏裂缝表征与建模技术应用现状及发展趋势[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(2): 215–232.
- SHANG Xiaofei, LONG Shengxiang, DUAN Taizhong. Current situation and development trend of fracture characterization and modeling techniques in shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(2): 215–232.
- [24] 任岚, 赵金洲, 林然, 等. 页岩压裂水平井增产改造体积的动态演化模型[J]. *应用数学和力学*, 2018, 39(10): 1099–1114.
- REN Lan, ZHAO Jinzhou, LIN Ran, et al. A dynamic evolution model for stimulated reservoir volume of the staged fractured horizontal well in shale gas reservoir[J]. *Applied Mathematics and Mechanics*, 2018, 39(10): 1099–1114.
- [25] 郭建春, 赵志红, 路千里, 等. 深层页岩缝网压裂关键力学理论研究进展[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 102–117.
- GUO Jianchun, ZHAO Zhihong, LU Qianli, et al. Research progress in key mechanical theories of deep shale network fracturing[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 102–117.
- [26] 赵金洲, 尹庆, 李勇明. 中国页岩气藏压裂的关键科学问题[J]. *中国科学: 物理学、力学、天文学*, 2017, 47(11): 19–32.
- ZHAO Jinzhou, YIN Qing, LI Yongming. Key scientific issues of hydraulic fracturing in Chinese shale gas reservoir[J]. *SCIENTIA SINICA Physica, Mechanica & Astronomica*, 2017, 47(11): 19–32.
- [27] 朱海燕, 宋宇家, 唐焯赫, 等. 页岩气藏加密井压裂时机优化——以四川盆地涪陵页岩气田X1井组为例[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 15–28.
- ZHU Haiyan, SONG Yujia, TANG Xuanhe, et al. Optimization of fracturing timing of infill wells in shale gas reservoirs: A case study on Well Group X1 of Fuling Shale Gas Field in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 15–28.
- [28] 易良平, 杨长鑫, 杨兆中, 等. 天然裂缝带对深层页岩压裂裂缝扩展的影响规律[J]. *天然气工业*, 2022, 42(10): 84–97.
- YI Liangping, YANG Changxin, YANG Zhaozhong, et al. Influence of natural fracture zones on the propagation of hydraulic fractures in deep shale[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(10): 84–97.
- [29] ZHOU T, WANG H B, LI F X, et al. Numerical simulation of hydraulic

- fracture propagation in laminated shale reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(5): 1039-1051.
- [30] 薛仁江, 郭建春, 赵志红, 等. 济阳拗陷页岩储层水平井裂缝扩展数值模拟[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(2): 84-96.
- XUE Renjiang, GUO Jianchun, ZHAO Zhihong, et al. Numerical simulation of fracture propagation in horizontal wells of shale reservoirs in Jiyang Depression[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2019, 41(2): 84-96.
- [31] 张丰收, 吴建发, 黄浩勇, 等. 提高深层页岩裂缝扩展复杂程度的工艺参数优化[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 125-135.
- ZHANG Fengshou, WU Jianfa, HUANG Haoyong, et al. Technological parameter optimization for improving the complexity of hydraulic fractures in deep shale reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 125-135.
- [32] 刘尧文. 复杂构造区深层页岩气藏射孔参数优化及应用——以涪陵页岩气田白马区块为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 136-145.
- LIU Yaowen. Optimization of application of perforation parameters of deep shale gas reservoirs in complex structural areas: A case study of the Baima Block of Fuling Shale Gas Field[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 136-145.
- [33] 刘合, 孟思炜, 苏健, 等. 对中国页岩气压裂工程技术发展和工程管理的思考与建议[J]. 天然气工业, 2019, 39(4): 1-7.
- LIU He, MENG Siwei, SU Jian, et al. Reflections and suggestions on the development and engineering management of shale gas fracturing technology in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(4): 1-7.
- [34] 张烈辉, 胡勇, 李小刚, 等. 四川盆地天然气开发历程与关键技术进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(12): 60-72.
- ZHANG Liehui, HU Yong, LI Xiaogang, et al. History and key technological progress of natural gas development in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(12): 60-72.
- [35] 张烈辉, 何骁, 李小刚, 等. 四川盆地页岩气勘探开发进展、挑战及对策[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 143-152.
- ZHANG Liehui, HE Xiao, LI Xiaogang, et al. Shale gas exploration and development in the Sichuan Basin: Progress, challenge and countermeasures[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(8): 143-152.
- [36] 张寻, 沈骋. 页岩气压裂工艺崛起之路——川南页岩气压裂工艺2.0技术发展透视[N]. 中国石油报, 2022-02-10(4).
- ZHANG Xun, SHEN Cheng. The way to rise of shale gas fracturing technology: Perspective on the development of shale gas fracturing technology 2.0 in southern Sichuan[N]. *China Petroleum Daily*, 2022-02-10(4).
- [37] 赵志恒, 郑有成, 范宇, 等. 页岩储集层水平井段内多簇压裂技术应用现状及认识[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(4): 499-504.
- ZHAO Zhiheng, ZHENG Youcheng, FAN Yu, et al. Application and cognition of multi-cluster fracturing technology in horizontal wells in shale reservoirs[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2020, 41(4): 499-504.
- [38] 郑有成, 范宇, 雍锐, 等. 页岩气密切割分段+高强度加砂压裂新工艺[J]. 天然气工业, 2019, 39(10): 76-81.
- ZHENG Youcheng, FAN Yu, YONG Rui, et al. A new fracturing technology of intensive stage+high intensity proppant injection for shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(10): 76-81.
- [39] 曹学军, 王明贵, 康杰, 等. 四川盆地威荣区块深层页岩气水平井压裂改造工艺[J]. 天然气工业, 2019, 39(7): 81-87.
- CAO Xuejun, WANG Minggui, KANG Jie, et al. Fracturing technologies of deep shale gas horizontal wells in the Weirong Block, southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(7): 81-87.
- [40] 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.
- [41] 谢南星, 蔡道钢, 叶长青, 等. 页岩气水平井生产压降计算新模型[J]. 钻采工艺, 2022, 45(1): 75-80.
- XIE Nanxing, CAI Daogang, YE Changqing, et al. New production pressure drop calculation model for shale gas horizontal well[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(1): 75-80.
- [42] 陈钊, 王天一, 姜馨淳, 等. 页岩气水平井段内多簇压裂暂堵技术的数值模拟研究及先导实验[J]. 天然气工业, 2021, 41(增刊1): 158-163.
- CHEN Zhao, WANG Tianyi, JIANG Xinchun, et al. Numerical simulation study and pilot test of multi-cluster fracturing and temporary plugging technology in the horizontal hole section of shale-gas horizontal wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(suppl. 1): 158-163.
- [43] 李彦超, 张庆, 沈建国, 等. 页岩气藏长段多簇暂堵体积改造技术[J]. 天然气工业, 2022, 42(2): 143-150.
- LI Yanchao, ZHANG Qing, SHEN Jianguo, et al. Volumetric stimulation technology of long-section multi-cluster temporary plugging in shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(2): 143-150.
- [44] MA X H. "Extreme utilization" development theory of unconventional natural gas[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(2): 326-336.
- [45] 高健. 四川盆地威远区块页岩气立体开发技术与对策——以威202井区A平台为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(2): 93-99.
- GAO Jian. Three-dimensional development technologies and countermeasures for shale gas in Weiyuan Block of the Sichuan Basin: A case study on Wei 202A Platform[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(2): 93-99.
- [46] 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.
- [47] 胡东风, 任岚, 李真祥, 等. 深层超深层页岩气水平井缝口暂堵压裂的裂缝调控模拟[J]. 天然气工业, 2022, 42(2): 50-58.
- HU Dongfeng, REN Lan, LI Zhenxiang, et al. Simulation of fracture control during fracture-opening temporary plugging fracturing of deep/ultra deep shale-gas horizontal wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(2): 50-58.
- [48] 杨兆中, 高晨轩, 李小刚, 等. 前置液阶段的支撑剂段塞降低页岩储层压裂摩阻实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(1): 77-83.
- YANG Zhaozhong, GAO Chenxuan, LI Xiaogang, et al. Laboratory study on reducing fracturing friction of shale reservoir by proppant slug during pad[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(1): 77-83.
- [49] ROBERTS G, LILLY T B, TYMONS T R. Improved well stimulation through the application of downhole video analytics[C]// Paper SPE-

- 189851-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, January 2018.
- [50] XU C Y, YAN X P, KANG Y L, et al. Structural failure mechanism and strengthening method of plugging zone in deep naturally fractured reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(2): 399-408.
- [51] 郭建春,周航宇,唐堂,等.非常规储层压裂支撑剂输送实验及数值模拟研究进展[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(3): 48-54.
GUO Jianchun, ZHOU Hangyu, TANG Tang, et al. Advances of experiment and numerical simulation researches on proppant transport for unconventional reservoir fracturing[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(3): 48-54.
- [52] 高金剑,胡蓝霄,王刚.非常规储层压裂砂比对支撑剂铺置质量影响的实验研究[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(6): 90-95.
GAO Jinjian, HU Lanxiao, WANG Gang. Experimental study on the effect of fracturing sand ratio on proppant placement in unconventional reservoirs[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(6): 90-95.
- [53] 赵传峰,曹博文,肖月,等.支撑剂铺置模式及其对水力裂缝导流能力的影响规律[J]. *科学技术与工程*, 2021, 21(19): 7997-8004.
ZHAO Chuanfeng, CAO Bowen, XIAO Yue, et al. Packing modes of proppants and influence on hydraulic fracture conductivity[J]. *Science Technology and Engineering*, 2021, 21(19): 7997-8004.
- [54] 李勇明,程垒明,周文武.考虑支撑剂变形的压后支撑缝宽预测新模型[J]. *科学技术与工程*, 2018, 18(6): 107-113.
LI Yongming, CHENG Leiming, ZHOU Wenwu. A new prediction model of propped fracture width considering proppant deformation[J]. *Science Technology and Engineering*, 2018, 18(6): 107-113.
- [55] CHEN M, ZHANG S C, LIU M, et al. Calculation method of proppant embedment depth in hydraulic fracturing[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(1): 149-156.
- [56] 侯腾飞.页岩储层复杂裂缝支撑剂非均匀分布规律及导流能力研究[D].北京:中国石油大学(北京),2018.
HOU Tengfei. Research on the proppant uneven distribution and conductivity of complex fracture network in shale gas reservoir[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2018.
- [57] 郝丽华.复杂裂缝内支撑剂沉降运移规律研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2018.
HAO Lihua. Research on the law of proppant settlement and migration in complex fracture[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2018.
- [58] 任岚,林辰,林然,等.复杂裂缝中低密度支撑剂铺置数值模拟[J]. *大庆石油地质与开发*, 2021, 40(6): 52-61.
REN Lan, LIN Chen, LIN Ran, et al. Numerical simulation of low-density proppant placement in complex fractures[J]. *Daqing Petroleum Geology and Development*, 2021, 40(6): 52-61.
- [59] 沈云琦,李凤霞,张岩,等.复杂裂缝网络内支撑剂运移及铺置规律分析[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(5): 134-142.
SHEN Yunqi, LI Fengxia, ZHANG Yan, et al. Analysis of proppant migration and layout in complex fracture network[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(5): 134-142.
- [60] 刘平礼,李珍明,宋雨纯,等.通道压裂过程中主裂缝支撑剂铺置影响因素实验研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2018, 8(5): 42-47.
LIU Pingli, LI Zhenming, SONG Yuchun, et al. Experimental study on influence factors of proppant placement in main fracture of channel fracturing process[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2018, 8(5): 42-47.
- [61] 金萍,王献,张尚明,等.致密砂岩油藏高速通道压裂裂缝导流能力影响因素分析[J]. *断块油气田*, 2022, 29(2): 234-238.
JIN Ping, WANG Xian, ZHANG Shangming, et al. Influencing factors of fracture conductivity in high-speed channel fracturing in tight sandstone reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2022, 29(2): 234-238.
- [62] 曹海涛,詹国卫,赵勇,等.川南深层页岩气藏支撑与自支撑裂缝导流能力对比[J]. *科学技术与工程*, 2019, 19(33): 164-169.
CAO Haitao, ZHAN Guowei, ZHAO Yong, et al. Comparative of conductivity between support fracture and self-support fracture of deep shale reservoir in southern Sichuan Basin[J]. *Science Technology and Engineering*, 2019, 19(33): 164-169.
- [63] 梁天成,才博,蒙传幼,等.水力压裂支撑剂性能对导流能力的影响[J]. *断块油气田*, 2021, 28(3): 403-407.
LIANG Tiancheng, CAI Bo, MENG Chuanyou, et al. Effect of hydraulic fracturing proppant performance on conductivity[J]. *Fault Block Oil and Gas Field*, 2021, 28(3): 403-407.
- [64] 毕文韬,卢拥军,蒙传幼,等.页岩储层支撑裂缝导流能力实验研究[J]. *断块油气田*, 2016, 23(1): 133-136.
BI Wentao, LU Yongjun, MENG Chuanyou, et al. Flow conductivity of propped fracture in shale formation[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2016, 23(1): 133-136.
- [65] 梁兴,管彬,李军龙,等.山地浅层页岩气地质工程一体化高效压裂试气技术——以昭通国家级页岩气示范区太阳气田为例[J]. *天然气工业*, 2021, 41(增刊1): 124-132.
LIANG Xing, GUAN Bin, LI Junlong, et al. Key technologies of shallow shale gas reservoir in mountainous area: Taking Taiyang gas field in Zhaotong national shale gas demonstration area as an example [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(suppl. 1): 124-132.
- [66] 侯腾飞,张士诚,马新仿,等.支撑剂非均匀分布对页岩气井产能的影响[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2017, 32(1): 75-82.
HOU Tengfei, ZHANG Shicheng, MA Xinfang, et al. Influence of non uniform distribution of proppant on productivity of shale gas well[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2017, 32(1): 75-82.
- [67] MELCHER H, MAYERHOFER M, AGARWAL K, et al. Shale frac designs move to just-good-enough proppant economics[C]// Paper SPE-199751-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, February 2020.
- [68] 杨兆中,廖梓佳,李小刚,等.非均布导流下页岩气藏压裂水平井产量模拟[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2021, 43(3): 93-100.
YANG Zhaozhong, LIAO Zijia, LI Xiaogang, et al. Production simulation of fractured horizontal well with non-uniform space distribution of fracture conductivity in shale gas reservoir[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2021, 43(3): 93-100.