

引用格式:蒋恕,李园平,杜凤双,等.提高页岩气藏压裂井射孔簇产气率的技术进展[J].油气藏评价与开发,2023,13(1):9-22.

JIANG Shu, LI Yuanping, DU Fengshuang, et al. Recent advancement for improving gas production rate from perforated clusters in fractured shale gas reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(1): 9-22.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.01.002

提高页岩气藏压裂井射孔簇产气率的技术进展

蒋恕^{1,2},李园平^{1,2},杜凤双^{1,2},薛冈³,张培先³,陈国辉^{1,2},汪虎^{1,2},余如洋^{1,2},张仁^{1,2}

(1. 中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室,湖北武汉 430074;

2. 中国地质大学(武汉)资源学院,湖北武汉 430074;3. 中国石化华东油气分公司,江苏南京 210019)

摘要:页岩气藏水平井分段多簇射孔压裂通常存在射孔簇生产效率低下的问题。提高射孔簇压裂的有效性以及保持多簇裂缝长期导流能力是实现页岩气藏水平井增产降本面临的主要挑战之一。根据前人的研究成果,系统分析了射孔簇生产效率低下的主要原因:①由于页岩储层地质力学非均质性、缝间应力阴影、射孔侵蚀速率差异等因素导致裂缝未均衡起裂或延伸;②由于段内射孔排量分配差异,低黏度压裂液悬砂能力弱,以及裂缝弯曲、倾斜、粗糙度等因素导致簇间及缝内支撑剂未均匀分布;③生产过程中支撑剂的破碎、嵌入、成岩作用,地层微粒的生成和运移等因素导致裂缝的导流能力损失。针对上述问题,总结了促进多簇裂缝均衡起裂延伸、促进支撑剂均匀分布及提高裂缝导流能力的优化措施和技术方案,包括新型限流压裂技术、可降解暂堵转向技术、射孔参数及加砂顺序优化、高速通道压裂、高黏减阻压裂液体系与新型支撑剂的研究与应用等,并在上述技术的基础上提出了相关建议及展望,以期为提高水平井射孔簇生产效率提供参考与借鉴。

关键词:无效射孔;支撑剂分布;裂缝导流能力;限流压裂技术;平面射孔;暂堵转向技术;新型支撑剂

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Recent advancement for improving gas production rate from perforated clusters in fractured shale gas reservoir

JIANG Shu^{1,2}, LI Yuanping^{1,2}, DU Fengshuang^{1,2}, XUE Gang³, ZHANG Peixian³, CHEN Guohui^{1,2},
WANG Hu^{1,2}, YU Ruyang^{1,2}, ZHANG Ren^{1,2}

(1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China; 2. School of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China; 3. Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210019, China)

Abstract: Generally there exist a large number of ineffective perforation clusters in multistage hydraulic fracturing of horizontal wells of shale gas reservoirs. So improving the effectiveness of perforation and maintaining the long-term conductivity of fractures are the main challenges to increase production and reduce costs for shale gas horizontal wells. Based on previous research results, the main reasons for low production of perforation clusters include: ① Fracture does not initiate or propagate effectively due to mechanical heterogeneity of shale reservoir, stress shadow between fractures, or difference of perforation erosion rate; ② The distribution of proppant is non-uniform between clusters and in fractures due to the difference of perforation displacement distribution within the stage, weak sand suspension ability of low viscosity fracturing fluid, and fracture bending, inclination and roughness; ③ The fracture conductivity is lost due to the breakage and embedding of proppant, diagenesis, formation and migration of formation particles. In order to solve the above problems, the optimization and technical solutions to facilitate the balanced initiation of fractures, the uniform distribution of proppants, and the improvement of fracture conductivity are proposed. They

收稿日期:2021-11-01。

第一作者简介:蒋恕(1976—),男,博士生导师,从事常规油气、非常规油气及地热勘探开发研究。地址:湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号中国地质大学(武汉),邮政编码:430074。E-mail: Jiangsu@cug.edu.cn

基金项目:国家自然科学基金重点项目“复杂构造带常压页岩气动态赋存机理与可动性研究”(42130803);国家自然科学基金面上项目“不同岩相页岩油与油页岩储层原位加热增孔致裂机理与预测”(42072174);中国博士后科学基金“页岩层理弱面约束下压裂缝网形成机制”(2021M703000)。

include new-type limited entry fracturing technique, degradable temporary plugging diversion, optimization of perforation parameters and sand-adding sequence, high-speed channel fracturing, high viscosity friction reducers and new-type proppants, etc., which are expected to provide benchmark for improving the effectiveness of perforation cluster fracturing of horizontal wells.

Keywords: ineffective perforation clusters; proppant distribution; fracture conductivity; limited entry fracturing technique; planar perforation; temporary plugging diversion; new-type proppants

页岩气储层具有低孔隙度、极低渗透率的特点,通常需要进行大规模储层改造,形成“人工气藏”,才能有效投产^[1]。水平井分段多簇射孔压裂是页岩气储层改造的关键技术之一,可以有效增加储层改造体积,获得更高的产量^[2]。然而北美 Marcellus、Haynesville、Eagle Ford 等区块页岩气井的生产数据分析表明,存在 30% 左右的射孔簇对生产没有贡献,属于无效射孔簇,即使在产量最高的压裂段同样存在 6.0% ~ 22.5% 的无效射孔簇,研究还发现,无效射孔簇的比例会随段内簇数的增加而增加,当段内簇数为 6 簇时,无效射孔簇比例高达 48%^[3]。SPAIN 等^[4]也指出,非常规储层的水力压裂效率较低,40% ~ 60% 的射孔簇产量贡献率低下。四川盆地黄金坝页岩气藏经过储层改造后发现大量低产或不产射孔,研究人员对一口水平井进行流体监测及生产数据分析,结果表明,20 个压裂段中的 9 个压裂段仅贡献不到总产量的 1/3,射孔簇生产效率较低^[5]。近年来为了实现页岩气的增产降本及效益开发,“少段多簇”压裂技术成为页岩气储层改造的目标和趋势。然而,随着段长增长及段内簇数增加,段内改造的均匀性降低,射孔簇生产效率降低,给页岩气水平井降本增产带来挑战。

近年来,围绕射孔簇生产效率低下的问题,国内外研究人员从提高射孔簇有效率及产量贡献率两方面出发,开展了大量的室内实验及现场试验。根据前人的研究成果,系统梳理了造成射孔簇生产效率低下的主要地质和工程原因,并总结了近年来提高射孔簇生产效率的优化措施及工艺,包括新型限流压裂技术、射孔技术、可降解暂堵转向技术、原位支撑技术、新型压裂液体系及支撑剂等,并针对部分技术未来的发展提出了相关建议及展望。

1 射孔簇生产效率低下的主要原因

1.1 裂缝未均衡起裂延伸

页岩储层沿井筒方向存在较强非均质性,即使

在单个压裂段内,不同射孔簇位置地应力、岩石力学性质、天然裂缝分布密度以及岩性也可能不同,加上孔隙弹性、应力阴影等作用,导致页岩储层不同射孔簇裂缝破裂压力及延伸压力普遍存在差异^[6]。当井底施工压力达到裂缝破裂压力,该簇裂缝就会优先起裂,同时,由于页岩储层中裂缝延伸压力往往小于破裂压力,优先起裂裂缝的扩展延伸,抑制了段内井底压力的提升,导致破裂压力高的裂缝更加难以起裂延伸,最终加剧多簇裂缝不均衡起裂延伸。此外,压裂液注入速率、射孔方位角、射孔孔径、射孔密度、水平段方位等工程参数也是影响裂缝破裂压力的重要因素。压裂液注入速率和射孔方位角的增加,射孔孔径和射孔密度的减小,均会引起裂缝破裂压力的增加^[7]。何希鹏等^[8]通过对渝东南构造复杂区常压页岩气压裂数据分析发现,水平段方位和最小主应力夹角的增加也会导致压裂过程中破裂压力的增加。

均衡起裂是裂缝均衡延伸的基础,蒋廷学等^[9]认为,即使各簇裂缝均衡起裂,裂缝能否均衡延伸仍存在诸多制约因素。其中,应力阴影是制约裂缝均衡扩展延伸的主要因素,研究表明,距离较近的裂缝之间存在较强的应力干扰,会限制裂缝扩展延伸,降低裂缝的宽度及长度。射孔摩阻的存在可促进簇间压裂液的均匀分布,进而缓解或抵消应力阴影对裂缝扩展延伸造成的负面影响^[10]。当压裂液注入速率和密度一定时,射孔摩阻与射孔孔径和流量系数呈反比关系。压裂过程中射孔侵蚀会增大孔径和流量系数,导致射孔摩阻显著降低,在井底压力非常高的情况下,孔径不一致以及侵蚀速率差异都会造成射孔侵蚀程度的巨大差异,最终导致各簇裂缝难以均衡延伸扩展(图 1)。

分支裂缝的重叠与窜通也是造成射孔簇生产效率低的重要原因。WANG 等^[5]在四川盆地黄金坝某页岩气水平井中发现,支撑剂注入量均较好的两相邻压裂段,产能却存在显著差异,通过观察微震监测图发现,两段的压裂数据几乎完全重叠,这表明,压

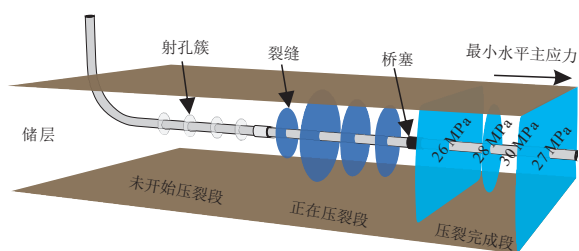


图1 水力裂缝非均衡起裂延伸(根据参考文献[10]修改)
Fig. 1 Schematic diagram of unbalanced initiation and propagation of hydraulic fractures (modified from reference[10])

裂过程中的相邻压裂段重复压开同一位置储层岩石也是造成其中某段射孔簇产能贡献率低下的的重要原因。

1.2 簇间及缝内支撑剂未均匀分布

支撑剂均衡输送至各簇裂缝,并均匀铺置于缝内,对促进裂缝的有效延伸,提高射孔簇产能至关重要。HOU等^[11]指出,在Marcellus页岩中,簇间及缝内支撑剂非均匀分布与均匀分布之间的采收率差值可达20%。现场监测结果表明,水平井分段多簇射孔压裂过程中,支撑剂更易进入根部和底部射孔,并导致根部及底部射孔侵蚀更加严重^[6]。携砂液中支撑剂颗粒主要在重力、粒间作用力、相间阻力、压差力、巴塞特力等共同作用下发生水平向运移和垂向沉降。由于压裂液的水平运移,水平井段沿流体流动方向存在一定的压力梯度,根部至趾部每簇射孔位置的井筒压力不同,导致根部射孔簇排量分配过度,而趾部射孔簇分配过小。当某簇裂缝内的排量过小时,因压裂液携砂能力本身较弱,会导致该簇过早脱砂^[9]。此外,携砂液与支撑剂颗粒之间的密度差也会对支撑剂水平输送造成一定的影响,AHMAD等^[12]认为,当携砂液与支撑剂颗粒之间的密度差较小时,支撑剂沉降速度更小,更有利于支撑剂的输送。为了提高缝网复杂程度,页岩气水力压裂往往以低黏度压裂液体系为主,低黏度压裂液自身悬砂能力弱,并且压裂液黏度会随着剪切稀释作用而降低,导致实际压裂过程中支撑剂具有更大的沉降速度。另一方面,支撑剂颗粒碰撞会损失支撑剂动能,导致支撑剂在重力作用下更易进入井筒底部射孔,造成底部射孔较顶部射孔分布更多的支撑剂(图2)。此外,注入排量的不同以及孔径的不

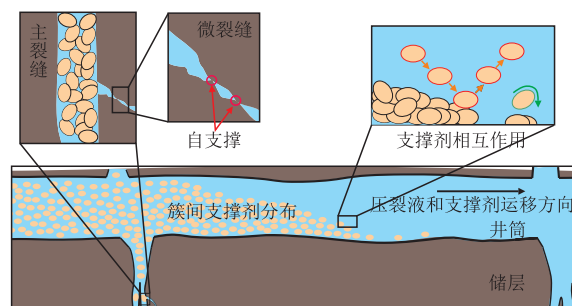


图2 支撑剂未均衡分布示意图
Fig. 2 Schematic of unbalanced distribution of proppant

致性,会造成各孔眼侵蚀速率的差异^[6],注入排量较小的趾部射孔和孔径较小的顶部射孔所注入的支撑剂量相对更少,进一步加剧根部及底部射孔簇内分布更多的支撑剂。而趾部及顶部射孔簇支撑剂分布不足,北美页岩气井分布式光纤监测显示,压裂段内甚至出现趾部射孔和顶部射孔内完全没有支撑剂注入的现象^[6,13]。

页岩储层水平井分段多簇压裂通常会形成由主裂缝—支裂缝—微裂缝组成的多尺度复杂缝网,水力裂缝网络需要支撑剂有效支撑才能保持长期导流能力,但支裂缝和微裂缝中往往难以得到有效填充。主裂缝的近井部分通常会发生弯曲,在弯曲处压裂液流速大小和方向会发生变化,引起漩涡、分离脱流现象,加剧支撑剂颗粒间碰撞,造成支撑剂能量的损失,导致支撑剂难以远距离输送。此外,支撑剂易在支裂缝入口处阻塞,支裂缝角度越大,进入难度越大,导致支撑剂通常仅分布在近井区域,支裂缝普遍只能得到少量支撑剂单层不连续填充,不能保持足够的导流能力。特别值得强调的是,支裂缝和微裂缝形成时间与加砂时机匹配高度相关,若小粒径支撑剂注入过晚,会导致大部分支撑剂滞留在主缝中。其次,由于页岩储层存在一定数量的天然裂缝,在压裂过程中,除了裂缝的张性破坏,也会存在一定的剪切、滑移和错动等力学行为,进而生成复杂的微裂缝网络。这些微裂缝缝宽较小,支撑剂往往难以进入。随着压力的下降,微裂缝仅靠剪切滑移产生的粗糙面自支撑,难以长期维持其导流能力,见图2。此外,裂缝迂曲度、粗糙度、倾斜度也会对支撑剂输送及分布产生影响。徐加祥等^[14]指出,在迂曲裂缝中,支撑剂由于裂缝内流体流速的变化以及与裂缝壁面的碰撞,会呈现不规则的运动状态,堆积于裂缝入口处,

阻碍支撑剂进入。HUANG等^[15]认为,在垂直粗糙裂缝中支撑剂运移时,支撑剂与缝壁之间的相互作用会增加流动中的紊流,从而导致更多的支撑剂悬浮在压裂液中,最终导致粗糙裂缝充填率比光滑裂缝更高。BESTAOUI-SPURR等^[16]认为,常规支撑剂易沉降到垂直裂缝底部,导致垂直裂缝上部支撑剂可能充填不足,进而导致垂直裂缝上部发生闭合。AGRAWAL等^[17]指出,在包含多层层理和天然裂缝的页岩储层中,水力压裂往往会产生一定数量倾斜角度的水力裂缝;CHUN等^[18]进一步研究得出,支撑剂在倾斜裂缝中,缝壁的接触会抵消部分重力效应,降低支撑剂沉降速度,导致在压裂液流速相同的情况下,倾斜裂缝中的支撑剂可以输送更远。

1.3 裂缝导流能力损失

裂缝的导流能力是决定页岩气井产能大小的关键因素,裂缝要保持长期导流能力,很大程度上取决于支撑剂性能。如图3所示,支撑剂的破碎、嵌入、成岩作用以及细粒的生成和运移等因素,会导致支撑剂裂缝导流能力的大幅降低^[19]。

随着生产过程中井下温度和裂缝闭合压力的增加,支撑剂颗粒会破碎或嵌入裂缝。支撑剂嵌入可使裂缝开度降低10%~60%^[20],在较深的页岩储层中,由于裂缝较窄,加上闭合压力高,导致裂缝逐渐闭合。BANDARA等^[21]指出,在页岩中,当闭合压力从7 MPa增加到70 MPa,支撑剂嵌入可使裂缝导流能力降低78.05%。WEN等^[22]认为,当闭合压力较高时,可通过提高支撑剂质量分数降低支撑剂嵌入率,从而减弱裂缝导流能力下降的趋势,因为质量分数

高支撑剂会将闭合压力分散到更多的支撑剂颗粒上。但随着支撑剂质量分数达到一定值后,继续提高支撑剂质量分数对提升裂缝导流能力的效果十分有限,此时压裂液黏度对支撑剂嵌入的影响更明显。LACY等^[20]认为,支撑剂的嵌入会随着压裂液黏度的增加而增加,因为压裂液黏度越大,缝内净压力越大,支撑剂嵌入的可能性越大;而其他学者认为,高黏度压裂液悬砂能力强,可以促进支撑剂的均匀分布,从而降低支撑剂的嵌入,同时指出,地层的非均质性将导致支撑剂不均匀分布,但并没有完全否认LACY的观点。此外,裂缝中压裂液会使页岩软化,导致储层的强度降低,特别是黏土矿物含量高的储层,支撑剂嵌入深度和嵌入量增加,而且压裂液会与岩石发生一系列物理化学反应,溶解页岩基质中的方解石和绿泥石等矿物^[23],导致页岩结构强度降低,进一步加深支撑剂的嵌入。另一方面,支撑剂嵌入和破碎会伴随着粒径1 nm~100 μm的微粒生成^[24],这些微粒会从支撑剂裂缝中向井筒中运移,降低支撑剂裂缝的孔隙度和渗透率,同时显著降低裂缝导流能力(可达96%)。此外,修井等周期性关井造成的闭合压力周期性变化也是加重裂缝导流能力损伤的重要因素。闭合压力的周期性变化会增加细粒数量和支撑剂嵌入量^[25],并导致支撑剂压实和重新排列,显著降低裂缝导流能力。

支撑剂成岩作用是指地层矿物溶解,并在支撑剂及嵌入坑表面再沉淀的过程,最早由WEAVER等^[19]通过观察回流支撑剂表面物质变化而提出,图3中扫描电镜图片为其在石英、陶粒及裂缝壁面嵌入坑表面所观察到的晶体生长。在支撑剂及嵌入坑表

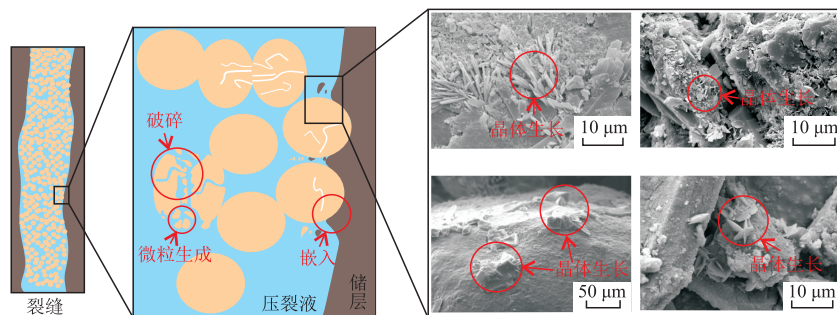


图3 支撑剂破碎、嵌入和成岩及微粒的生成及运移导致裂缝导流能力损伤(扫描电镜图引自参考文献[27])

Fig. 3 Damage of fracture conductivity due to proppant crushing, embedding, diagenesis and fines migration (scanning electron micrograph quoted from reference[27])

面生成的新矿物主要是沸石类矿物^[26],控制支撑剂成岩作用发生的因素主要有闭合压力、储层温度、支撑剂类型以及岩石的矿物组成等。在高温和高应力条件下,支撑剂成岩作用可在短期内发生,造成裂缝的孔隙度、渗透率和支撑剂强度的显著降低,导致支撑剂裂缝的导流能力急剧下降^[26]。

2 优化措施及工艺进展

针对上述射孔簇生产效率低下的3个主要原因,系统性归纳为裂缝均衡起裂延伸、支撑剂均匀分布和提高支撑剂导流能力的优化措施、技术方案及进展。

2.1 裂缝均衡起裂延伸的技术措施

针对裂缝难以均衡起裂延伸的问题,在水平井水力压裂作业中,通常采用控制注入速率和井底压力的限流压裂技术,以及投置转向剂的机械及化学转向方法。北美现场放射性示踪剂监测结果显示,“限流/极限限流压裂+暂堵转向技术”可有效促进多簇裂缝均衡起裂延伸^[28]。该文介绍了限流压裂和可降解暂堵转向技术进展及展望,以及利于降低裂缝弯曲度的平面射孔技术。

2.1.1 新型限流压裂技术

常规限流压裂通过增加射孔摩阻,提高井底压力,进而促使注入的压裂液转向破裂压力接近的射孔层段,有效改善多簇裂缝非均衡起裂延伸的问题,射孔摩阻通常设计为2.76 ~ 4.83 MPa。据现场生产结果显示,采用限流压裂的井与未使用限流压裂的邻井相比,产量显著提高,累计产量可达邻井的2倍。随着页岩气藏水平井“少段多簇”施工策略的推广和应用,各簇射孔分配的排量相对减小,导致采用常规限流技术,段内部分射孔簇仍未起裂延伸的现象^[29]。

1) 极限限流压裂技术。SOMANCHI等^[30]针对以上问题在限流技术基础上提出了极限限流技术(Extreme Limited Entry,简称XLE),通过进一步提高注入速率、减小孔径,来提高射孔摩阻(大于12.46 MPa),以达到促进多簇裂缝均衡起裂延伸以及簇间支撑剂均匀分布的目的。HUCKABEE等^[31]根据在二叠盆地Wolfcamp区块试验结果发现,当51 m的段长采用4簇射孔时,射孔摩阻需要达到15.17 MPa才能保证多簇

裂缝的有效压裂,若射孔摩阻为9.65 MPa将导致30%射孔簇无法有效压裂;85 m的段长采用6簇射孔时射孔摩阻应达到17.93 MPa,采用9.65 MPa摩阻设计将导致50%无法有效压裂;153 m段长10簇射孔同样需要17.93 MPa的射孔摩阻,若射孔摩阻为9.65 MPa将导致80%的射孔簇无法有效压裂。这表明,段长越长,极限限流压裂需要的射孔摩阻越大,此外,随着段长的增加,保证段内射孔簇充分压裂所需要的射孔摩阻最小值增率递减。

2) 变参数射孔技术。尽管极限限流技术取得了良好的效果,但并未考虑整个水平井段支撑剂的分布特征。变参数射孔技术(Variable Shot Cluster,简称VSC)的提出,可以改善支撑剂易在根部堆积的问题。变参数射孔方案通过在易于压裂的根部减少簇内射孔数量,在改造不足的趾部增加簇内射孔数量,以促进支撑剂在各射孔簇间的均匀分布,并限制根部优势裂缝簇过度延伸,保障整个水平井段裂缝的均衡增长。FRY等^[32]通过模拟表明,采用变参数射孔技术的压裂段较常规压裂段,各簇裂缝分布更加均衡(图4),通过改变各射孔簇内射孔数量,可实现多簇裂缝的均衡延伸。

在北美某页岩气井采用变射孔参数方案进行了现场试验,支撑剂示踪剂监测结果见图5,根部五簇孔径为0.91 cm,趾部五簇为12.19 cm,射孔簇被充分压开^[33]。在Marcellus页岩中现场试验结果表明,该方案几乎适用于所有采用桥塞射孔完井和滑溜水压裂的页岩气井。

若地质数据及技术成熟,变参数射孔设计前还可通过随钻测井或地震数据的三维弹性反演等技术对储层力学性质进行精细描述,针对储层力学特征进行压裂段划分,并根据每个压裂段的地质力学特征进行相应的射孔簇设计,进一步消除长水平井沿井筒方向储层非均质性影响。

3) 等孔径射孔。同簇射孔一致的孔径可为极限限流压裂、变参数射孔等设计提供更精确的射孔摩阻计算,提高压裂方案设计精度,同时可降低近井弯曲度,增加射孔成功率,促进簇间及缝内支撑剂的均匀分布。但是由于孔眼间距、相位、方向、井筒几何形状、射孔枪载体尺寸等变量的变化,常规射孔弹每簇射孔尺寸的差异很难保持在0.51 cm以内。针对这一问题,国内外研发人员通过对装药结构、孔眼间距和射孔枪载体进行优化设计,开发了一系列等

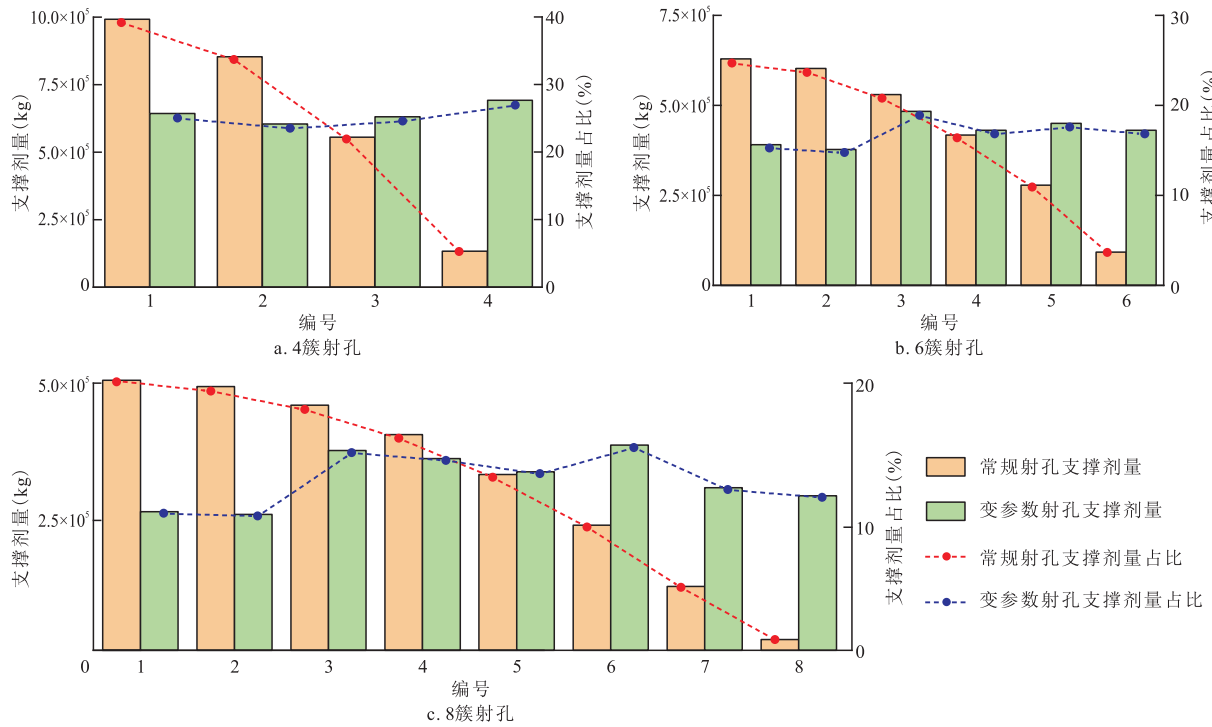
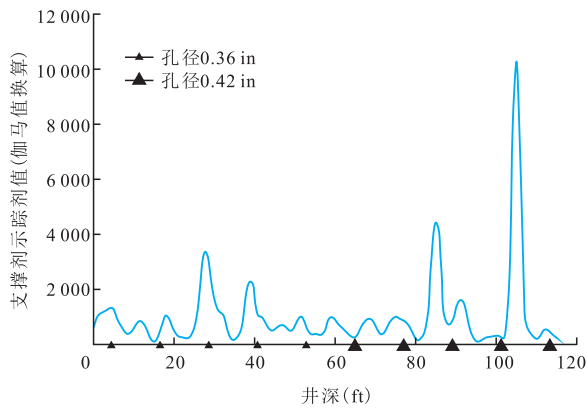


图4 变射孔参数(VSC)较常规射孔(GSC)支撑剂分布对比(根据参考文献[32]修改)

Fig. 4 Comparison of proppant distribution between variable shot cluster(VSC) and conventional shot cluster (GSC) (modified from reference[32])



注:10簇射孔/段长130 ft; 1 ft ≈ 0.304 8 m; 1 in ≈ 2.54 cm.

图5 北美某页岩气井X压裂段现场试验支撑剂示踪剂监测结果(根据参考文献[13]修改)

Fig. 5 Field test proppant tracer monitoring results of a shale gas well in North America (modified from reference[13])

孔径射孔产品,如哈里伯顿的MaxForce-FRAC射孔弹、斯伦贝谢的StimStream射孔弹,可有效降低同簇射孔孔径差异。在北美某些射孔弹厂商的产量统计

中,2019年等径射孔弹的产量已经超过常规射孔弹(大孔径射孔弹、深穿透射孔弹、超深穿透射孔弹)的总和,并保持持续上升的趋势^[13]。近年来,四川盆地昭通地区进行了大量的等径射孔现场试验,试验效果良好,可以有效降低破裂压力15%~20%^[33]。此外,Appalachian某页岩气区块现场试验表明,采用与储层配伍的等径射孔工具可促进多簇裂缝的均衡扩展延伸以及簇间支撑剂的均衡分布^[13]。

2.1.2 可降解暂堵转向技术

1) 可降解微粒纤维混合转向技术。相比于机械转向施工时间长、成本高、作业过程复杂等不足,化学可降解转向剂具有经济、高效、可降解等优势,正在被广泛应用到页岩储层改造中。当前,用于页岩气藏水力压裂的化学转向剂主要有可降解微粒转向剂和可降解纤维转向剂等。微粒转向剂在压裂过程中会伴随着压裂液进入注入排量较大的压裂缝中,并堆积在射孔孔眼、近井裂缝或裂缝深处,抑制后续压裂液的进入,促使压裂液转向其他未起裂射

孔或裂缝。近年来,一种由聚乳酸(Polylactic Acid, 简称PLA)制成的新型可降解微粒转向剂在北美页岩气藏分段压裂过程中被广泛应用。PLA是一种新型生物可降解材料,原材料易于获取,在自然环境下可完全降解为CO₂和水,不会对储层和环境造成损害。微粒转向剂的基材选择、注入时间和注入量是影响转向效果的关键因素,不合理的设计不仅不会达到预期的转向效果,甚至可能会加剧多簇裂缝的不均衡起裂延伸和簇间支撑剂不均匀分布,或者导致缝内过早出砂造成缝内支撑剂不均匀分布。针对该问题,DOMELLEN^[34]提出在使用PLA微粒转向剂时,应根据地层流体类型、地层温压以及降解时间(降解速度几小时或几天不等)选择合适的基质材料,以及根据压裂段或射孔簇转向需要选择最优的粒径配比和用量。Middle Bakken的致密油藏应用结果表明,PLA转向剂具有良好的性能,通过采用PLA微粒转向剂结合高密度射孔,单井180 d产量超过预计产量的39%,达到邻井的240%^[35]。

然而微粒转向剂封堵结构稳定性较差,可降解纤维转向剂由于其柔韧性较好,易弯曲变形,比重小,长度直径比例大等优势,可形成更为稳定的封堵结构。WANG等^[36]对可降解纤维转向剂的转向机理进行了系统的研究,分析了注入速率和裂缝宽度对裂缝转向的影响。在恒定的黏度下,注入速率的降低和裂缝宽度的增大,均会造成封堵效果减弱,当注入速率低于1.6 m³/min或者裂缝宽度超过4 mm后,裂缝几乎不转向。研究还指出,在裂缝较宽时,纤维转向剂与微粒转向剂的混合使用可大幅提高转向效果。CHEN等^[37]基于相似准则建立了大型可视化实验系统,对水力裂缝中纤维转向剂和微粒转向剂的动态封堵性能进行了观察,通过一系列的对比实验表明,纤维转向剂和微粒转向剂的混合使用可加速封堵过程并增加压降,具备良好的转向效果。研究还指出,在注入纤维后应在至少50 s内注入微粒,纤维与微粒的比例建议为1:1,添加粒径为缝宽60%~80%的微粒可显著提高封堵转向效果。

2) 新型可膨胀化学转向剂。SANTOS等^[38]提出了一种新型形状记忆聚合物(Shape Memory Polymers, 简称SMP)材料作为转向剂,该转向剂在达到特定温度后会膨胀,暂时堵塞现有裂缝。相较于微粒转向剂,该转向剂更易进入更深地裂缝,同时可提供高达34.47 MPa的压降。此外,SMP是一种聚合物材料,

变形后在特定条件下能够恢复原有形状,具有便宜、易加工、无毒、可降解、高变形程度等优势。

3) 新型可降解柔性纤维绳结转向剂。近年来一种新型可降解柔性纤维绳结转向剂,在北美页岩油/气井压裂中大量使用。该转向剂是一种可自行降解的机械型转向剂,相较于其他机械型转向剂而言,不仅可以极大简化作业过程,降低作业时间,由于转向剂具有“绳结”式的形状,还可以封堵不规则形状的射孔,达到更好的封堵效果。目前,Slicfrac公司的新型可降解柔性纤维绳结转向剂产品Pods已在北美1999口井、47000个压裂段中应用。现场试验表明,Pods在达到或超过预期的生产水平的同时,可使平均每口井的完井成本降低超过40万美元。

2.1.3 平面射孔技术

常规螺旋射孔具有簇内多射孔竞争起裂、诱导应力干扰严重,造缝效率低的缺点。常规螺旋射孔孔眼通常不在同一平面,裂缝延伸扩展过程中裂缝易连通形成弯曲。相较于常规螺旋射孔,平面射孔同簇射孔孔眼位于垂直井筒轴线的同一平面,可使同簇射孔裂缝汇聚成面,降低近井弯曲度,从而促进多簇裂缝均衡延伸。另一方面,平面射孔可有效提高诱导应力作用范围,提高裂缝复杂性。SATTI等^[39]介绍了一种新型的平面射孔系统,3个射孔孔眼相互正交,两侧2个大孔径射孔弹,中间1个深穿透射孔弹,与最大主应力平行的深穿透射孔弹有助于降低破裂压力,两侧的大孔径射孔,可促进压裂液注入。实验表明,大孔径射孔孔眼直径平均为2.31 cm,平均深度为13.03 cm,深穿透射孔孔眼直径平均为0.84 cm,平均深度为55.88 cm。在俄亥俄州Utica页岩水平井分段压裂现场试验表明,该平面射孔系统可有效降低裂缝竞争起裂延伸和裂缝弯曲度,破裂压力降低了4%,最大注入速率增加8%,每段泵注时间减少35%,同时,缩小了射孔枪尺寸,提高了作业效率和可靠性。

2.2 支撑剂均匀分布的技术措施

提高压裂液悬砂能力,降低支撑剂沉降作用,是实现支撑剂均匀分布的关键技术措施。介绍了增加压裂液黏度的高黏减阻压裂液体系以及较低比重的超轻支撑剂,并介绍了有望从根本上解决支撑剂携砂问题的原位支撑技术。

2.2.1 高黏减阻压裂液体系

滑溜水是页岩气藏压裂改造最常用的压裂液之一,据统计,Marcellus 2012—2018年压裂的4 000口页岩气井中约55%的井采用了滑溜水压裂液体系,并且占比随时间呈增长的趋势,至2018年第二季度滑溜水压裂液占比已高达75%^[40]。形成该趋势的原因主要是滑溜水压裂液质量分数低,易激发、张开和剪切天然裂缝,造出复杂缝网。减阻剂(Friction Reducers,简称FR)的添加可使滑溜水压裂液施工摩阻大幅降低(70%~80%),从而满足大排量压裂施工,这也是滑溜水广泛应用的重要原因之一;但滑溜水携砂能力弱,支撑剂难以远距离输送至趾部和裂缝深处。为了提高支撑剂输送能力,增加裂缝导流能力,很多页岩气藏水力压裂作业选择采用混合压裂设计,即前置液采用低黏度滑溜水,携砂液采用线性胶压裂液或交联压裂液,但线性胶压裂液和交联压裂液中的大分子聚合物易在地层残留,造成严重的地层伤害,降低产量。此外,混合压裂需要增加专门的混合设备,大幅增加了施工难度和作业成本。

近年来,研究人员提出采用基于聚丙烯酰胺的高黏减阻剂(HVFR)来替代压裂液中的线性胶或交联剂,以提升支撑剂输送能力,降低对储层的伤害,并降低对淡水、化学添加剂、支撑剂和设备的需求。SENTINELLI等^[41]指出,低质量分数HVFR的压裂液可有效地降低压裂施工摩阻,高质量分数HVFR的压裂液具有更高的黏度,更强的支撑剂携带能力。实验表明,支撑剂颗粒在线性胶压裂液中的稳定沉降速度为3.4 cm/s,而在HVFR压裂液中为0.13 cm/s^[42],进一步表明了HVFR比线性胶具备更好的悬砂能力。另一方面,当采用HVFR替代线性胶时,可得到更长的水力裂缝,更高的储层改造体积(提高15%)^[43]以及更高的产量。在STACK区块的现场试验表明,采用HVFR压裂的井较常规混合压裂液的井,100 d内产量增高30%^[44]。以上研究均表明,HVFR压裂液体系是线性胶压裂液的良好替代品。

目前,市面上HVFR产品种类繁多,根据储层条件和压裂需求选择合适的产品是HVFR压裂成功的关键。GALINDO^[45]通过对21种HVFR进行了对比评估。结果表明,HVFR黏度并不是影响支撑剂运移的主要因素,黏度相当的产品性能却相差很大。ELLAFI等^[43]指出,表面活性剂可防止HVFR降解、降

低黏度、增加流体的流动性,使支撑剂能够更容易进入支裂缝和微裂缝。所以在现场应用中,应根据地层配伍性进行HVFR和表面活性剂的优选,进行合理的压裂液设计。

2.2.2 超轻支撑剂

据统计,2008年北美支撑剂用量为 9.66×10^7 t,其中石英砂比例为76.7%,陶粒为15.3%;至2018年,支撑剂用量超过 9.07×10^8 t,10年用量翻了10倍,石英砂比例也超过98%^[46],石英砂和陶粒仍是北美水力压裂的主要支撑剂,尤其是石英砂由于其成本低、来源广成为水力压裂作业的首选支撑剂材料。石英砂的比重大约为2.65,轻质陶粒支撑剂的比重往往为2.55~2.71,而某些超高强度的陶粒支撑剂比重可达3.9,均远远高于水的密度,水力压裂过程中易于沉降。

AHMAD等^[12]指出,携砂液与支撑剂颗粒之间较小的密度差更有利于支撑剂的输送,实验表明,相较于常规支撑剂,超轻陶粒支撑剂在各簇裂缝间分布最为均匀。BESTAOU-SPURR等^[16]提出了一种比重为1.05的超轻支撑剂,可在135℃承受55 MPa闭合压力。GU等^[47]指出,超轻支撑剂相较于常规支撑剂轻25%~60%,强度能够承受较高的闭合压力。超轻支撑剂分为3类:ULW-1(有机聚合物)、ULW-2(树脂浸润包覆坚果壳)、ULW-3(树脂包覆多孔陶粒)。根据FENG等^[48]统计结果显示,当前绝大部分ULW-1比重在1.05左右,圆球度均大于0.9,在130℃高温下,能承受55 MPa破裂压力。ULW-2比重为1.25左右,在79℃时可承受42 MPa的闭合应力,在146℃时可承受28 MPa的闭合应力。ULW-3支撑剂的平均孔隙度约为50%,比重约为1.75,在121℃时可以承受56 MPa的闭合应力。然而,ULW-3支撑剂易产生地层微粒,导致孔隙堵塞。ULW-1圆球度最好,但最易变形;ULW-3不易变形,但在高应力下易生成地层微粒。与常规支撑剂相比,40/80目超轻支撑剂与滑溜水结合使用,具有更好的支撑剂输送能力、导流能力^[49]。

2.2.3 原位支撑技术

原位支撑技术可在支撑剂未充填裂缝中生成支撑剂,避免了常规压裂技术携砂困难、裂缝支撑效果差的问题。介绍2种新型原位支撑技术:

1) 自支撑压裂液技术。CHANG等^[50]提出了一种自支撑压裂液,该压裂液中含有化学品前体,可在裂缝中原位转化为球状支撑剂颗粒。支撑剂颗粒大小与化学品前体在裂缝内滞留时间呈负相关关系,泵注时间和滞留时间越长,形成支撑剂颗粒尺寸越小。小粒径的支撑剂可以更好地支撑微裂缝,提高微裂缝导流能力。此外,该压裂液可选择原油、醇、酯或脂肪酸等有机溶剂作为主要成分,以降低水基压裂液对储层的伤害。为了验证自支撑压裂液的可行性,CHANG等^[50]对含2种化学前体的自支撑压裂液进行了实验研究,发现该压裂液可在15 min至8 h形成支撑剂颗粒,黏度、密度及润湿性可通过改变基液的类型或添加表面活性剂进行调整,但缺点是生成的支撑剂易发生变形,在高闭合压力下无法有效支撑裂缝。HUANG等^[51]在CHANG等^[50]研究基础上提出了一种新型自支撑压裂液,主要由树脂、固化剂、液体和表面活性剂组成,其中,树脂和固化剂是形成支撑剂主要的化学品前体,支撑剂转化率几乎可达到100%。通过对生成的20/40目支撑剂导流能力测试发现,在13.79 MPa闭合压力下,4 h后裂缝导流能力由最初的 $0.609\ 60\ \mu\text{m}^2\cdot\text{m}$ 下降至 $0.365\ 15\ \mu\text{m}^2\cdot\text{m}$,在27.57 MPa闭合压力下,导流能力由最初的 $0.243\ 84\ \mu\text{m}^2\cdot\text{m}$ 逐渐下降至4 h的 $0.069\ 19\ \mu\text{m}^2\cdot\text{m}$,仅为13.79 MPa时导流能力的19%。上述研究表明,自支撑压裂液可以有效解决常规压裂液的携砂问题,但形成的支撑剂颗粒易发生变形,在高闭合压力下导流能力下降迅速。

在自支撑压裂液的基础上,研究人员提出了一种自支撑无固相压裂技术,并进行了一系列研究和创新^[52]。该技术将互不相溶的自支撑压裂液(SPFL)与通道压裂液(CLF)混合泵入储层,达到一定温度后自支撑压裂液会生成0.1~5.0 mm支撑剂颗粒^[53],待SPFL反应完成后,CLF返排回地面,CLF可用滑溜水等多种压裂液替代。2019年11月,该技术在华北油田N1井开展现场试验,井深3 400 m,储层温度120 °C,试验结果表明,压裂液绝大部分留在储层裂缝并形成圆球度较好的支撑剂颗粒,但现场施工摩阻较大,生成支撑剂硬度较低,在闭合压力大时较易发生形变。因此,攻克支撑剂硬度低、易变形的难题依旧是自支撑压裂液未来研究的重要方向。

2) 原位结晶自支撑技术。TONG等^[54]提出了一种原位结晶支撑技术,利用一种水热反应在富含方

解石的页岩表面生成羟基磷灰石 $[\text{Ca}_{10}(\text{PO}_4)_6(\text{OH})_2]$ 晶体,该晶体莫氏硬度为5,可作为支撑剂支撑裂缝。实验表明,在高矿化度和高温条件下,页岩表面可在24 h内生成支撑剂大小的晶体。根据SEM图像分析,这些晶体可生长到几百微米,并倾向于在富含方解石岩层形成。研究还指出,储层和露头页岩样品压裂后的微裂缝导流能力都增加了3~10倍。

2.3 提高支撑裂缝导流能力的技术措施

降低支撑剂的破碎、嵌入、成岩作用等,优化支撑剂粒径组合与加砂顺序,是保持裂缝导流能力以及实现页岩气藏长期高产的关键,介绍了高速通道压裂、聚合物纳米复合材料支撑剂以及新型加砂顺序设计及施工方式。

2.3.1 高速通道压裂

高速通道压裂基于现有的地质力学模型,结合脉冲泵注、多簇射孔工艺将纤维材料和支撑剂按一定比例混合后,以高频率、短脉冲的形式交替注入多簇射孔的储层中,将以往的均匀铺砂改为非均匀铺砂,如图6所示,在裂缝中形成多个分散的“砂柱”,使裂缝由“面”支撑变为“点”支撑,在“砂柱”间形成具有高导流能力的油气运移通道。纤维材料的加入可改变支撑剂砂团的流变性,降低支撑剂砂团的分散程度。此外,纤维对支撑剂有束缚作用,可增强支撑剂砂柱的稳定性,保持裂缝长期高导流能力。高速通道压裂可有效降低支撑剂破碎和嵌入以及地层微粒堵塞孔隙,并可减少40%的支撑剂用量,30%的耗水量^[55]。伴注纤维质量分数、加入方式、脉冲时间、压裂液黏度以及支撑剂质量分数是高速通道压裂的主要影响因素。在低闭合压力下,裂缝导流能力会

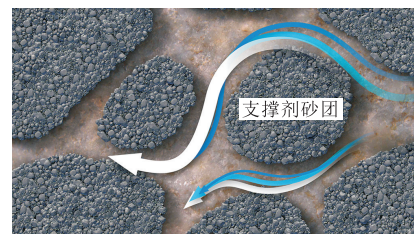


图6 高速通道压裂支撑剂“砂团”及流体在支撑剂团间高速通道中流动示意图

Fig. 6 Schematic of proppant sand mass and fluid flow by high speed channel fracturing technique

随伴注纤维质量分数的增大而增加。脉冲时间决定了通道的宽度与稳定性,对于不同的储层类型和压裂材料,通过调整脉冲时间以确保支撑剂砂柱在地层闭合压力作用下的稳定支撑及流体流动通道的有效开启。随着压裂液黏度增加,通道率增加,最终形成的通道导流能力也增大。ALTMAN等^[56]结合Eagle Ford页岩11口干气井的测井、岩心、PVT、生产数据、钻完井等数据进行数值模拟,其中4口采用高速通道压裂,7口采用常规滑溜水压裂,模拟结果表明,采用高速通道压裂的井比用滑溜水压裂的井有效储层改造体积高50%,导流能力提高1倍以上。NING等^[57]通过对Hawkville区块Heim 2H页岩气井模拟表明,相较于未采用通道压裂的井,通道压裂的井产量在早期生产阶段高100%,在后期阶段高20%。

2.3.2 聚合物—纳米复合材料涂层支撑剂

常规涂层支撑剂通常由基体(石英砂、陶粒、坚果壳等)和聚合物涂层(环氧树脂等)组成。相较于石英砂破碎强度低以及陶粒支撑剂密度大的不足,涂层支撑剂兼具两者的优点,具有密度低、抗压性强、便于输送的优势。实验表明,聚合物涂层支撑剂可有效降低支撑剂成岩作用对裂缝导流能力的影响^[58],提高支撑剂强度,减少支撑剂嵌入以及地层微粒产生;但常规涂层支撑剂通常具有化学稳定性差、在高闭合压力下易黏接的缺点。GUO等^[59]对常规聚合物涂层支撑剂进行高温变形实验表明,一方面,随着压裂液pH值和温度的升高,支撑剂涂层溶解度将逐渐增大。在强碱性(pH>12)溶液中,涂层的强度会大幅降低,支撑剂充填层的稳定性也会急剧减弱。另一方面,在高温高压下(150℃和30 MPa),常规涂层支撑剂会发生明显变形和融化,支撑剂颗粒相互黏接并被压碎,导致裂缝渗透率降低2个数量级。在一定温度下,围压越高,渗透率越低,围压从5 MPa增加到30 MPa时,涂覆支撑剂充填裂缝的渗透率降低了2个数量级。在相同围压下,支撑剂充填裂缝渗透率会随温度的升高而逐渐降低。与20℃相比,150℃时裂缝渗透率降低了30%以上。

后续研究表明,通过将纳米材料引入聚合物涂层支撑剂以及采用新型聚合物材料中,可大幅提高涂层支撑剂的稳定性及机械强度,并实现保持裂缝长期导流能力及缝内支撑剂均匀分布等功能。HU

等^[60]发现,在压裂泵注过程中,附着在支撑剂表面的纳米颗粒具有很大的表面作用力,包括范德华力和静电力,可吸附地层微粒,阻止地层微粒运移至近井区域。HAQUE等^[61]提出一种纳米复合树脂支撑剂,采用酚醛树脂为涂层,通过引入纳米级增强剂和表面润湿性改变剂以增强涂层的强度和化学稳定性,树脂涂层砂抗压能力增加了200%,长期导流能力增加41%、含有纳米材料的纳米复合树脂支撑剂裂缝导流能力提高100%。LAN等^[62]提出了一种新型的涂层支撑剂,该支撑剂涂层由引入了纳米 Fe_3O_4 的酚醛树脂为主要材料, Fe_3O_4 的平均粒径为275 nm,该支撑剂可吸附在裂缝壁面含有磁性组分的部分,有助于增强支撑剂在裂缝岩石裂缝中的均匀分布。此外,该涂层支撑剂的自悬浮能力是常规支撑剂的5倍,可以在裂缝网络中移动更长的距离。当闭合压力为6.9 MPa时,该支撑剂裂缝导流能力比非涂层支撑剂高30%。KRISHNAN等^[63]提出一种新型的聚合物—纳米双层涂层支撑剂。该支撑剂采用石英砂颗粒作为基体材料,聚苯乙烯—聚甲基丙烯酸甲酯共聚物—石墨烯(第一层)和环氧树脂—石墨烯(第二层)复合材料作为涂层材料。扫描电镜结果表明,该涂层支撑剂颗粒的圆度和球度均大于0.6,双层支撑剂的抗压强度高达69 MPa。经过后续优化,该涂层支撑剂弹性和强度均提高了1倍以上,破碎强度可达到83 MPa,并可实现更高的裂缝导流能力。

2.3.3 新型加砂顺序设计及施工方式

不同粒径支撑剂的组合选择和合理投放可以有效缓解地层微粒运移对裂缝导流能力的损伤,并提高裂缝初期产量,维持裂缝长期导流能力。

传统的高黏度压裂通常采用先注入小颗粒支撑剂,再注入大颗粒支撑剂的加砂顺序,先注入的小颗粒支撑剂可在裂缝中运移更远,进入裂缝深部,后注入的支撑剂沉降更快,易在近井区域沉降,从而保证缝内支撑剂的均匀铺置。张潦源等^[64]认为,在非储层滑溜水压裂中,该方式同样适用,通过对40/70目及20/40目的不同组合在复杂裂缝中的运移规律和支撑效果进行实验,结果表明,先小后大组合的支撑剂对于复杂裂缝的支撑效果最好,先大后小组合的支撑剂既不利于近井裂缝支撑,也会影响后期小颗粒支撑剂在分支缝中的运移。然而,对于低黏度滑溜水压裂液,先泵入的支撑剂均会在近井区

域沉降。在此理论上,ELY等^[65]提出了一种新型压裂设计和施工方式,即先泵入大颗粒支撑剂(通常为40/70砂),后泵入小颗粒支撑剂(通常为100目),目前该技术已经应用于包括Uintah、Paradox、Wolfcamp、San Andres、Eagle Ford在内的多个盆地的页岩和常规储层,进行了数百次滑溜水作业,结果表明,以这种方式泵入的井的总累计产量已经超过了邻井^[65]。

3 提高射孔簇生产效率技术展望

页岩气藏水平井分段压裂是一项系统工程,射孔簇生产效率受地质、工程等多方面因素影响,各因素间存在复杂的相关关系,压裂技术设计应严格遵循其中的相关性,服从储层地质特性,针对不同地质特性的储层开展压裂技术设计及攻关。此外,不同技术具有不同的特点及适用条件,单一技术往往难以满足压裂和生产的需求,通常需要多种技术联合使用,要求各技术精细设计,紧密配合。深入材料化学、催化剂等多学科交叉,加强压裂液、支撑剂、暂堵剂等新材料的研发。因此,提升压裂技术与地质匹配性、促进多种技术有机结合以及加强新工艺、新材料、新技术的研发是提高页岩气水平井压裂射孔簇生产效率的重要途径。

1) 提高压裂技术与地质匹配性,做到精细化压裂设计,实现“井控产量、缝控产量”最大化。工程设计与储层条件的匹配性是页岩气高效开发的基础,也是地质工程一体化推进的关键。页岩气藏水平井分段压裂导致射孔簇生产效率低下的因素众多,页岩气储层地质强非均质性是影响压裂效果的主要因素,应深化储层地质力学特征、页岩气赋存状态研究,加强页岩气藏可压性、可动性精细化评价,进一步优选地质及工程“甜点”,提炼不同页岩气储层特征差异性,针对差异性进行压裂技术选择及优化,保障在提高射孔簇生产效率的同时增加储层改造体积,最大化“井控产量”;同时,针对特殊储层进行技术攻关,例如,亟需针对总含气量偏低且吸附气的占比相对较高、地应力差大、压后初产低、递减相对较快的川东南构造复杂带常压页岩气展开匹配性技术攻关。

2) 促进多种技术有机结合,实现均衡布缝、均匀铺砂、长期稳产。当前,北美通常采用“限流压裂/

极限限流压裂+暂堵转向”联作技术来提升各簇射孔改造的均匀性,可有效促进多簇裂缝均衡起裂延伸以及多簇裂缝间支撑剂的均匀分布。但该技术同样面临诸多挑战:①由于限制射孔数量及孔径,可能会导致部分储层得不到有效动用;②射孔侵蚀造成的孔眼增大及射孔摩阻降低所导致暂堵及限流效果不佳;③无法有效解决由于支撑剂失效带来的裂缝导流能力损失的问题。在此背景下,应深入优化压裂液和支撑剂选择,加强暂堵转向技术的研发,减少由于压裂过程中材料性能变化导致的设计与实际施工误差;充分利用多种技术工艺间的互补性,加强“限流压裂/极限限流压裂+暂堵转向+平面射孔+新型压裂液及支撑剂”等多种技术的有机结合。

3) 深化多学科理论技术交叉,加强新工艺、新材料、新技术的研发。地质、石油工程、岩石力学、流体力学、纳米材料、催化剂、化学等其他学科领域的发展对页岩气压裂工艺、材料及技术发展提供了新的方向,如之前所述原位支撑技术、新型纳米涂层支撑剂、新型可降解转向剂、可膨胀暂堵转向剂等。目前众多新型技术还处于室内研究阶段,应加强新型技术的现场试验。同时,深化思考相变技术、形状记忆功能、纳米技术等新型技术在压裂作业中的适用性和可行性。另一方面,新技术往往成本较高,难以广泛应用,降低成本是新工艺、新材料、新技术的重大挑战。

4 结论

根据近年来研究成果分析表明,当前水平井分段压裂射孔簇生产效率低下的3个主要原因:①由于储层力学非均质性、缝间应力阴影、射孔侵蚀速率差异等因素导致的裂缝未均衡起裂或延伸;②由于段内射孔排量分配差异,低黏度压裂液悬砂能力弱,以及裂缝弯曲、倾斜、粗糙度等因素导致的簇间及缝内支撑剂未均匀分布;③生产过程中支撑剂的破碎、嵌入、成岩作用,地层微粒的生成和运移等因素导致裂缝的长期导流能力损失。

针对以上原因归纳了提高页岩气水平井射孔簇生产效率技术及进展:新型限流压裂技术、可降解暂堵转向技术、等孔径射孔工艺、平面射孔系统、高黏减阻新型压裂液体系、超轻支撑剂;原位支撑技术、聚合物—纳米复合材料涂层支撑剂、高速通道压裂

技术以及新型加砂设计及施工方式等技术。对促进裂缝均衡起裂延伸、支撑剂均匀分布及提高裂缝导流能力的技术提出了相关展望或建议:①提高压裂技术与地质特征匹配性,做到精准化压裂设计,充分通过有针对性施工技术最大限度利用地质上的岩石组构、脆性、地应力及天然裂缝等有利因素,实现“井控产量、缝控产量”最大化;②促进“限流压裂/极限限流压裂+暂堵转向+平面射孔+新型压裂液及支撑剂”等多种技术有机结合,实现均衡布缝、均匀铺砂、长期稳产;③深化地质、石油工程、岩石力学、流体力学、材料多学科理论技术交叉,加强新工艺、新材料、新技术的研发。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,董大忠,王社教,等.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J].石油勘探与开发,2010,37(6):641-653.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-635.
- [2] 蒋恕.页岩气开发地质理论创新与钻完井技术进步[J].石油钻探技术,2011,39(3):17-23.
JIANG Shu. Geological theory innovations and advances in drilling and completion technology for shale gas development [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 17-23.
- [3] MILLER C, WATERS G, RYLANDER E. Evaluation of production log data from horizontal wells drilled in organic shales[C]// Paper SPE-144326-MS presented at the North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, June 2011.
- [4] SPAIN D R, GIL I, SEBASTIAN H, et al. Geo-engineered completion optimization: An integrated, multi-disciplinary approach to improve stimulation efficiency in unconventional shale reservoirs[C]// Paper SPE-172921-MS presented at the SPE Middle East Unconventional Resources Conference and Exhibition, Muscat, Oman, January 2015.
- [5] WANG W X, XIAN C G, LIANG X, et al. Production controlling factors of the Longmaxi Shale Gas Formation: A case study of Huangjingba Shale Gas Field[C]// Paper SPE-186874-MS presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, October 2017.
- [6] SNYDER J, CRAMER D, WHITE M. Improved treatment distribution through oriented perforating[C]// Paper SPE-204203-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, Virtual, May 2021.
- [7] 张儒鑫,侯冰,单清林,等.致密砂岩储层水平井螺旋射孔参数优化研究[J].岩土工程学报,2018,40(11):2143-2147.
ZHANG Ruxin, HOU Bing, SHAN Qinglin, et al. Parameter optimization of spiral perforations in horizontal well with tight sandstone reservoir[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2018, 40(11): 2143-2147.
- [8] 何希鹏,卢比,何贵松,等.渝东南构造复杂区常压页岩气生产特征及开发技术政策[J].石油与天然气地质,2021,42(1):224-240.
HE Xipeng, LU Bi, HE Guisong, et al. Production characteristics and optimized development technologies for normal pressure shale gas in the structurally complex areas of southeastern Chongqing[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 224-240.
- [9] 蒋廷学,王海涛.中国石化页岩油水平井分段压裂技术现状与发展建议[J].石油钻探技术,2021,49(4):14-21.
JIANG Tingxue, WANG Haitao. The current status and development suggestions for Sinopec's staged fracturing technologies of horizontal shale oil wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 14-21.
- [10] LECAMPION B, DESROCHESA J. Simultaneous initiation and growth of multiple radial hydraulic fractures from a horizontal wellbore[J]. Journal of the Mechanics and Physics of Solids, 2015, 82: 235-258.
- [11] HOU T F, ZHANG S C, LI D, et al. Simulation of the effect of non-uniform proppant distribution on well productivity in shale gas reservoirs[C]// Paper SPE-185879-MS presented at the SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, Paris, France, June 2017.
- [12] AHMAD F A, MISKIMINS J L. Proppant transport and behavior in horizontal wellbores using low viscosity fluids[C]// Paper SPE-194379-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, February 2019.
- [13] SQUIRES C, RAMOS C, CLAY M. Perforating trends, technology and evaluation in North America[C]// Paper SPE-199744-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, February 2020.
- [14] 徐加祥,丁云宏,杨立峰,等.压裂支撑剂在迂曲微裂缝中输送与分布规律[J].石油学报,2019,40(8):965-974.
XU Jiaxiang, DING Yunhong, YANG Lifeng, et al. Transportation and distribution laws of proppants in tortuous micro-fractures[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(8): 965-974.
- [15] HUANG H, BABADAGLI T, LI H Z, et al. A visual experimental study on proppants transport in rough vertical fractures[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2020, 134: 104446.
- [16] BESTAOUI-SPURR N, HUDSON H. Ultra-light weight proppant and pumping design lead to greater conductive fracture area in unconventional reservoirs[C]// Paper SPE-185435-MS presented at the SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, April 2017.
- [17] AGRAWAL S, SHRIVASTAVA K, SHARMA M M. Effect of shear slippage on the interaction of hydraulic fractures with natural fractures[C]// Paper SPE-194361-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, February 2019.
- [18] CHUN T, LI Y C, WU K. Comprehensive experimental study of proppant transport in an inclined fracture[J]. Journal Petrol

- Science and Engineering, 2020, 184: 106523.
- [19] WEAVER J D, NGUYEN P D, PARKER M A, et al. Sustaining fracture conductivity[C]// Paper SPE-94666-MS presented at the SPE European Formation Damage Conference, Sheveningen, The Netherlands, 25-27 May, 2005.
- [20] LACY L L, RICKARDS A R, ALI S A. Embedment and fracture conductivity in soft formations associated with HEC, borate, and water based fracture designs[C]// Paper SPE-38590-MS presented at the the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 1997.
- [21] BANDARA P C, NADRES E T, RODRIGUES D F. Use of response surface methodology to develop and optimize the composition of a chitosan-polyethyleneimine-graphene oxide nanocomposite membrane coating to more effectively remove Cr (VI) and Cu (II) from water[J]. ACS Appl Mater Interfaces, 2019, 11(19): 17784-17795.
- [22] WEN Q, ZHANG S, WANG L, et al. The effect of proppant embedment upon the long term conductivity of fractures[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 55 (3): 221-227.
- [23] LIN M L, JENG F, YSAI L S, et al. Wetting weakening of tertiary sandstones microscopic mechanism[J]. Environmental Geology, 2005, 48(2): 265-275.
- [24] MAYS D C. Hydrodynamics of particle clogging in saturated granular media: analysis and experiments[D]. Berkeley: University of California, Berkeley, 2005.
- [25] LACY L L, RICKARDS A R, BILDEN D M. Fracture Width and embedment testing in soft reservoir sandstone[J]. SPE Drilling & Completion, 1998, 13: 25-29.
- [26] RAYSONI N, SARDA A. Evaluating flowback proppants for proppant diagenesis in shale[C]// Paper SPE-165165-MS presented at the SPE European Formation Damage Conference & Exhibition, Noordwijk, The Netherlands, June 2013.
- [27] WEAVER J D, BATENBURG D W, NGUYEN P D. Sustaining conductivity[C]// Paper SPE-98236-MS presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, February 2006.
- [28] BOMMER P A, BAYNE M. The effects of down spacing in the delaware basin wolfcamp play: A case history[C]// Paper SPE-199691-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, February 2020.
- [29] SENTERS C W, LEONARD R S, RAMOS C R, et al. Diversion: Be careful what you ask for[C]// Paper SPE-187045-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2017.
- [30] SOMANCHI K, BREWER J, ALAN R. Extreme limited entry design improves distribution efficiency in plug-n-perf completis: Insights from Fiber-Optic diagnostics[C]// Paper SPE-184834-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, January 2017.
- [31] HUCKABEE P, LEDET C, UGUETO G, et al. Practical design considerations for stage length, perforation clusters and limited entry pressure intensities[C]// Paper SPE-204185-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, Virtual, May 2021.
- [32] FRY M, ALTIERI A. Optimizing perforating schemes to achieve uniform proppant distribution[C]// Paper presented at the Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, January 2019.
- [33] LI K, HUANG P G, LIU Y, et al. Performance evaluation of novel perforation with consistent hole and deep penetration[C]// Paper SPE-202854-MS presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2020.
- [34] DOMELEN M S. A practical guide to modern diversion technology[C]// Paper SPE-185120-MS presented at the SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, March 2017.
- [35] WEDDLE P, GRIFFIN L, PEARSON C M. Mining the Bakken: Driving cluster efficiency higher using particulate diverters[C]// Paper SPE-184828-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, January 2017.
- [36] WANG D B, ZHOU F J, GE H K, et al. A novel experimental approach for fracability evaluation in tight gas reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 23: 239-249.
- [37] CHEN Y, ZHOU F J, FENG W, et al. Plugging mechanism of fibres and particulates in hydraulic fracture[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 176: 396-402.
- [38] SANTOS L, TALEGHANI A D, LI G Q, et al. Expandable diverting agents to improve efficiency of refracturing treatments [C]// Paper URTEC-2697493-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Austin, Texas, USA, July 2017.
- [39] SATTI R P, MCCANN J, FLORES J C, et al. A novel frac-optimized perforating system for unconventional wells: Development and field trial[C]// Paper SPE-184883-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, January 2017.
- [40] AL-ALWANI M A, BRITT L K, DUNN-NORMAN S, et al. Long term productivity comparison of gel and water fracture stimulation in Marcellus Shale Play[C]// Paper SPE-195990-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, September 2019.
- [41] SENTINELLI R, MORENO L, PELLICER M, et al. Early applications of viscosifying friction reducers for hydraulic fracturing operations in the Vaca Muerta Formation, Argentina [C]// Paper SPE-204171-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, Virtual, May 2021.
- [42] YUA C, GERI M B, ZENG C, et al. Computational fluid dynamics (CFD) modeling of proppant static settling velocity in high viscosity friction reducers[C]// Paper ARMA-2019-2067 presented at the 53rd U. S. Rock Mechanics/Geomechanics

- Symposium, New York, June 2019.
- [43] ELLAFI A, JABBARI H, TOMOMEWO O S, et al. Future of hydraulic fracturing application in terms of water management and environmental issues: A critical review[C]// Paper SPE-199993-MS presented at the SPE Canada Unconventional Resources Conference, Virtual, September 2020.
- [44] DAHLGREN K, GREEN B, WILLIAMS B, et al. Case studies of high viscosity friction reducers HVFR in the STACK play [C]// Paper SPE-189893-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, January 2018.
- [45] GALINDO T. Can proppant transport be negatively affected by too much viscosity?[C]// Paper SPE-194317-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, February 2019.
- [46] OLMEN B D, ANSCHUTZ D A, BRANNON H D, et al. Evolving proppant supply and demand: The implications on the hydraulic fracturing industry[C]// Paper SPE-191591-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, September 2018.
- [47] GU M, DAO E, MOHANTY K K. Investigation of ultra-light weight proppant application in shale fracturing[J]. Fuel, 2015, 150: 191-201.
- [48] FENG Y C, MA C Y, DENG J G, et al. A comprehensive review of ultralow-weight proppant technology[J]. Petroleum Science, 2021, 18: 807-826.
- [49] GAURAV A, DAO E K, MOHANTY K K. Evaluation of ultra-light-weight proppants for shale fracturing[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 92: 82-88.
- [50] CHANG F F, BERGER P D, LEE C H. In-situ formation of proppant and highly permeable blocks for hydraulic fracturing [C]// Paper SPE-173328-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, February 2015.
- [51] HUANG J H, GONG W, LIN L J, et al. In-situ proppant: beads, microproppant, and channelized-proppant[C]// Paper SPE-197638-MS presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2019.
- [52] ZHAO L Q, CHEN Y X, DU J, et al. Experimental study on a new type of self-propping fracturing technology[J]. Energy, 2019, 183: 249-261.
- [53] 赵立强,陈一鑫,刘平礼,等.一种新型自支撑压裂液体体系实验研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(2):121-127+134.
ZHAO Liqiang, CHEN Yixin, LIU Pingli, et al. Experimental study on a new type of self-propping fracturing fluid[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 121-127.
- [54] TONG S Y, MILLER C, MOHANTY K. Generation of in-situ proppant through hydro-thermal reactions[C]// Paper SPE-194320-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, February 2019.
- [55] SALAH M, EL-SEBAEE M, BATMAZ T. Channel fracturing technology: A paradigm shift in stimulation of tight reservoir and unlock production potential[C]// Paper SPE-185873-MS presented at the SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, Paris, France, June 2017.
- [56] ALTMAN R, VISWANATHAN A, XU J, et al. Understanding the impact of channel fracturing in the eagle ford shale through reservoir simulation[C]// Paper SPE-153728-MS presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Mexico City, Mexico, April 2012.
- [57] NING X W, FENG Y, WANG B. Numerical simulation of channel fracturing technology in developing shale gas reservoirs [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 83: 103515.
- [58] ELSARAWY A M, NASR-EL-DIN H A. An experimental investigation of proppant diagenesis and proppant formation fluid interactions in hydraulic fracturing of Eagle Ford shale [C]// Paper SPE-191225-MS presented at the SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 2018.
- [59] GUO T K, WANG Y P, DU Z M, et al. Evaluation of coated proppant unconventional performance[J]. Energy & Fuels, 2021, 35: 9268-9277.
- [60] HU T P, CREWS J B, WILLINGHAM J R. Using nanoparticles technology to control fine migration[C]// Paper SPE-115384-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 2008.
- [61] HAQUE M H, SAINI R K, SAYED M A. Nano-composite resin coated proppant for hydraulic fracturing[C]// Paper OTC-29572-MS presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2019.
- [62] LAN W J, NIU Y C, SHENG M, et al. Biomimicry surface coated proppant with self-suspending and targeted adsorption ability[J]. ACS Omega, 2020, 5: 25824-25831.
- [63] KRISHNAN M R, ALDAWSARI Y, MICHAEL F M, et al. Mechanically reinforced polystyrene polymethyl methacrylate copolymer-graphene and epoxy-graphene composites dual-coated sand proppants for hydraulic fracture operations[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 196: 107744.
- [64] 张潦源,曲占庆,吕明锟,等.不同支撑剂组合对复杂裂缝支撑效果的影响[J].断块油气田,2021,28(2):278-283.
ZHANG Liaoyuan, QU Zhanqing, LYU Mingkun, et al. Support effect of different particle proppant combinations on complex fractures[J]. Fault Block Oil & Gas Field, 2021, 28 (2): 278-283.
- [65] ELY J W, HARPER J, NIETO E N, et al. CounterProp, finally adding the correct proppant in the proper size and proper sequence in slick water treatments[C]// Paper SPE-194370-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, February 2019.