



深层页岩气井裂缝扩展及导流特性研究及展望

蒋廷学^{1,2*}, 周健^{1,2}, 张旭^{1,2}, 侯磊^{1,2}, 肖博^{1,2}

1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100101;

2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101

* 联系人, E-mail: jiangtx.sripe@sinopec.com

收稿日期: 2016-12-22; 接受日期: 2017-02-07; 网络出版日期: 2017-06-16

国家自然科学基金重大项目(编号: 51490653)和中石化科技部课题(编号: P15173)资助项目

摘要 本文针对目前制约页岩气经济有效开发的裂缝破裂延伸机理及导流特性进行了综合分析,并着重就单裂缝及多簇裂缝同步起裂延伸机制进行了阐述,对套管和施工参数对裂缝起裂扩展的影响进行了分析.在此基础上,对单一裂缝及复杂裂缝导流能力的多因素影响机制进行了研究.并结合现场实施的可能性,对复杂裂缝内支撑剂的动态输送规律及支撑剂通过转向裂缝的运移规律进行了模拟分析,得出了规律性的认识,可由此指导现场压裂设计参数优化,进而达到提高最终有效裂缝改造体积(Effective Stimulated Reservoir Volume, ESRV)的目标.最后针对深层页岩气的特点,指出了下步深化研究的方向,如“井工厂”多井多缝条件下的裂缝破裂延伸机制及岩石自支撑高导流裂缝机制等,这些对经济有效开发国内的深层页岩气,都具有重要的指导作用.

关键词 深层页岩气, 裂缝起裂扩展, 导流能力, 复杂裂缝, 支撑剂输送

PACS: 47.27.-i, 47.27.Eq, 47.27.Nz, 47.40.Ki, 47.85.Gj

1 引言

在页岩气的勘探开发中,水力压裂是主要的技术手段之一.而裂缝的起裂扩展规律及导流特性是决定储层的改造体积及有效压裂周期的两大关键因素,也是制约页岩气能否经济有效开发的技术关键.前者主要基于物模和数模两种手段进行,后者主要基于物模进行,目前已有相关的研究成果,并在现场获得不同程度的应用.尤其是在中石化的涪陵页岩气田及中石油的长宁、威远页岩气田,应用效果显著.

但随着页岩气勘探开发进程的加深,生产区块逐渐向外围深层拓展.埋深的增加导致一系列深层次的

技术问题,如三向应力增加、岩石塑性特征增强,导致裂缝的起裂扩展更为困难、裂缝复杂性程度及改造体积低,以及裂缝导流能力低、递减快等,严重制约了深层页岩气的经济有效开发.

通过近5年来国内外大量文献追踪分析,专门就深层页岩气压裂的裂缝扩展机理及导流特性的研究相对较少,文中主要梳理了目前已有的研究成果,并就深层页岩气下步重点攻关方向进行了阐述.

2 裂缝起裂扩展机理

压裂裂缝有单一裂缝及多簇射孔时同步起裂与

引用格式: 蒋廷学,周健,张旭,等. 深层页岩气井裂缝扩展及导流特性研究及展望. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2017, 47: 114603
Jiang T X, Zhou J, Zhang X, et al. Overview and prospect of fracture propagation and conductivity characteristics in deep shale gas wells (in Chinese).
Sci Sin-Phys Mech Astron, 2017, 47: 114603, doi: [10.1360/SSPMA2016-00535](https://doi.org/10.1360/SSPMA2016-00535)

延伸的多条裂缝,而且在裸眼井及套管井中的裂缝起裂与扩展机理也不同.此外,裂缝起裂与扩展还与压裂施工参数息息相关,分别进行阐述.

2.1 裸眼井单裂缝起裂扩展机制

对于页岩储集层,对其进行体积压裂形成缝网,是开发的主要手段.体积改造形成的是复杂网状裂缝系统,裂缝的起裂与延伸包含张性、剪切、滑移、错断等复杂的力学行为,主要受就地应力场、孔隙流体压力、岩石矿物组成、岩石力学性质、天然裂缝发育程度及特征等影响. Gu等人^[1]将天然裂缝对水力裂缝延伸的影响分为两个阶段:第一阶段,水力裂缝尖端与天然裂缝相交,但由于流体滞后效应导致压裂液尚未到达该交点,交点处流体净压力为零;第二个阶段,压裂液抵达天然裂缝,交点处流体净压力升高.实际上,水力裂缝延伸时,会在裂缝尖端附近产生较大的诱导应力(包括张应力和剪切应力),该诱导应力可能导致天然裂缝张性或剪性滑动,从而影响后续水力裂缝的延伸^[2].水平主应力差、裂缝相交角、裂缝面摩擦系数等决定了裂缝相交后的延伸模式.裂缝相交角度和水平主应力差较小时,水力裂缝会使天然裂缝张开并发生转向延伸,地层岩石弹性模量越大,越有利于水力裂缝从天然裂缝的尖端起裂延伸;裂缝相交角度和水平主应力较大时,水力裂缝会直接穿过天然裂缝延伸.在中等相交角度和较大的水平主应力差条件下,天然裂缝容易发生剪切滑移^[3-10].真三轴压裂测试系统结合工业CT (Scanning Technology, CT)扫描、声发射装置、X射线等是研究复杂网络裂缝形成机理的主要试验手段;而非常规裂缝模型和扩展有限元方法(Extended Finite Element Method, XFEM)是模拟复杂网络裂缝延伸的主要数值手段,也是未来体积压裂复杂网络裂缝延伸模拟的重要发展方向^[11].

2.2 裸眼井多簇裂缝起裂扩展机制

水平井多簇多段压裂是高效开发页岩气储层的技术手段,然而每条裂缝会使它周围的应力场发生改变产生应力阴影效应.现在的同步压裂完井、拉链式压裂完井都是利用了应力阴影效应形成网络裂缝^[12].应力阴影效应同时也会导致后续压裂裂缝净压力升高、裂缝宽度变窄,不利于裂缝延伸发展^[13,14].对于分段压裂多条平行裂缝的情况,曾顺鹏等人^[15]利用应力

叠加原理从净压力角度出发建立了应力阴影效应描述模型,研究发现,应力阴影效应与裂缝间距、裂缝高度、裂缝数量等因素有关.水平井单簇压裂时,裂缝尖端长度方向的两侧、高度方向的上下两端,由于剪应力的作用,都有可能产生垂直于主裂缝面的剪切破坏,继而初步形成缝网;先压开的裂缝会对相邻位置的裂缝产生一个附加应力,通过有限元分析方法可计算出这一附加应力的影响范围,若裂缝间距离(段间距)大于这个范围,压裂裂缝间几乎无相互影响,如果小于这一范围,要压开及延伸后压裂的裂缝就要提高其压裂时的压力.附加应力在第一裂缝处为最大值,距离第一裂缝较近处减小较快,随着距离的增加,附加应力减小的速度变慢.因此,若多簇压裂时各簇裂缝不是同时开裂延伸,后开裂的裂缝需增加压裂时的压力才能开裂延伸^[15].

2.3 套管井单裂缝起裂扩展机制

绝大多数水平井压裂作业是在套管射孔完井后进行的,进行水平井定向射孔水力压裂时,存在裂缝不从射孔方向起裂的可能,地应力差与射孔方位角越大,压裂裂缝从井壁位置起裂的可能性越大.水泥环与围岩微环隙的存在成为裂缝可能不从射孔方向起裂的现实基础,合理确定水泥石强度参数可避免水泥环破裂及与套管界面和地层界面的胶结失效,利于控制裂缝从射孔方向起裂和延伸.若射孔方位角小于 20° ,岩层力学因素与压裂条件适合可实现双裂缝起裂.储层压裂改造的裂缝形态主要取决于储层条件.天然层理的存在是形成复杂缝网结构的基础.水力裂缝遇到天然层理时滑移、偏转、分叉,主缝分支缝交替扩展,形成纵横交错的缝网.储层压裂改造的裂缝形态主要取决于储层条件,页岩储层地应力差越小,形成的缝网越复杂;同样,页岩储层脆性指数越大、层理胶结强度越小、发育角度大(逼近角小)、密度越大、迹长大、连通率高等因素利于复杂缝网的形成,储层改造效果较好^[16].

至于套管井多裂缝起裂与扩展规律,可在套管井单裂缝起裂与扩展的基础上,适当参考裸眼井多裂缝的起裂与扩展规律即可.

2.4 压裂施工参数对单裂缝起裂扩展影响

压裂液黏度对储层的改造效果具有重要的影响.

不同黏度的流体对裂缝起裂机理不同. 低黏度流体更易沟通小微尺度裂隙系统, 进而达到涨破的目的, 而高黏度流体的破裂压力要相应增加.

不同黏度的流体在裂缝中流动产生的阻力不同, 这会直接影响最终的裂缝长度. 采用低排量、低黏度压裂液施工, 可以获得较大的改造体积, 但天然裂缝的张开宽度偏小, 不利于支撑剂的进入, 最终对产量的提高反而不利. 因此, 在实际压裂施工时, 应采用的是大排量注入低黏压裂液, 保证了压裂施工既能获得足够的改造体积, 又能得到足够的天然裂缝张开宽度^[3].

3 裂缝导流特性研究

3.1 单一裂缝导流能力影响因素

页岩气已成为中国重要的油气接替资源之一. 页岩气储层总体上属于较脆岩石, 渗透率极低, 需经过压裂改造才能形成有效产能. 压裂成败的关键在于是否形成大规模的、相互沟通和稳定的裂缝网络, 因此, 高裂缝导流能力是压裂作业的关键^[17-21]. Yu和Sepehrnoori^[22]利用数值模拟软件模拟了Marcellus页岩支撑剂不同浓度分布对油藏的影响. 模拟结果指出, 支撑剂浓度低时, 不同簇之间支撑剂分布不均匀显著影响裂缝导流能力, 导致裂缝导流能力变差; 支撑剂浓度高时, 支撑剂分布不均匀对裂缝导流能力影响不明显. 郭伟^[23]通过实验室的裂缝导流能力测试的试验, 证明了实验室中长期导流能力和短期导流能力有很大区别, 导流能力值相对稳定时, 长期导流能力相对于短期导流能力下降多达50%. 实验同时显示了, 气测与液测导流能力的巨大差异, 蒸馏水和压裂液破胶液对裂缝的导流能力都有伤害. 影响裂缝导流能力的主要因素有: 裂缝闭合压力、支撑剂粒径、铺砂浓度、支撑剂强度、支撑剂颗粒圆度和球度、凝胶损害、支撑剂嵌入、环境影响、压裂液残渣、碎屑运移、流动条件的影响等.

3.2 复杂裂缝导流能力特性

由于页岩储层存在复杂性, 在页岩气压裂中形成的裂缝不是常规的对称双翼裂缝形式, 而是庞大的不规则裂缝网络(简称缝网)体系. 刘春丽和张庆宽^[24]提出的复杂裂缝形态理论建立离散裂缝模型, 将页岩气压裂后形成的复杂裂缝形态, 简化为多裂缝或交错分

布形态. 张士诚等人^[25]采用正交的椭球面模拟网状裂缝面, 建立线网模型, 使裂缝在空间上呈三维分布互相正交, 并通过计算得到产能预测数值模型图版. Cipolla等人^[26]建立等距分布正交分布的网状裂缝产能预测模型, 采用SRV方法计算裂缝改造体积. Williams等人^[27]通过裂缝识别技术确认裂缝面和裂缝数量, 结合成像测井确定裂缝方位, 建立裂缝分布模型, 简化气藏数值模拟模型, 通过历史拟合进行模型校正和参数优化. 温庆志等人^[28]利用改造后的裂缝导流仪, 分析不同形态裂缝对裂缝网络导流能力的影响. 实验结果表明, 当裂缝宽度接近天然裂缝宽度时, 平行于渗流方向的垂直裂缝对导流能力影响最大. 现场施工时可使用较大铺砂浓度以增加裂缝宽度; 压裂设计优选目标依次为平行于渗流方向的垂直裂缝、平行于渗流方向的水平裂缝和垂直于渗流方向的垂直裂缝.

Sone和Zoback^[29]研究发现, 页岩气储层基质具有一定的蠕变性. 岩样在较短时间内达到弹性应变, 随着时间的增加, 应变继续变大, 表现出随时间增大的蠕变特征; 蠕变应变随黏土含量的增加而增大, 随杨氏模量增大而减小^[30]. 蠕变应变与时间成幂指数关系. 压裂改造后形成的人工裂缝导流能力对裂缝变形极其敏感, 裂缝闭合蠕变速率与裂缝界面之间、裂缝界面与支撑剂间的相互作用有关, 并与基质蠕变速率成正比. 压裂改造形成的裂缝网络越发育、单裂缝宽度越小, 蠕变对裂缝导流能力的影响越大^[31].

油(气)井实际生产过程中井内压力会随着井的工作情况而上下剧烈波动, 毕文韬等人^[32]利用廊坊分院支撑剂评价实验室自行设计研发的ZCJ-300长期导流能力测试系统, 模拟了开、关井过程引起的地层应力波动对页岩储层支撑裂缝导流能力影响的实验, 实验结果表明, 应力循环加载使支撑剂破碎率上升, 支撑剂嵌入程度增大, 裂缝宽度降低, 岩石表面碎屑产生增多, 运移过程中易堵塞孔隙通道, 导致导流能力的降低. 压裂过程中应尽量减少开、关井等施工操作. 优化预测支撑缝导流时应考虑地层应力波动对支撑剂嵌入、破碎的影响.

4 复杂裂缝的支撑剂输送规律

上述导流能力研究只是强调最终的裂缝内支撑剂的铺置形态及相应的导流能力, 而没有考虑支撑剂

的动态运移及铺置规律. 换言之, 能否形成最终预期的裂缝内支撑剂铺置形态及导流能力, 还不得而知.

目前, 对于复杂裂缝内的支撑剂输送研究还处于起步阶段, 国内鲜有相关研究的报道, 而美国的Katherine Thomas Technology Center和Colorado School of Mines是最早开展复杂裂缝内支撑剂输送研究的机构, 其中Colorado School of Mines在实验模拟的基础上, 提出了较为系统的复杂裂缝输砂理论.

4.1 复杂裂缝支撑剂输送规律物理模拟研究

2015年7月, Katherine Thomas技术中心的Klingensmith等人^[33]研发了一套实验设备用于支撑剂在复杂裂缝内的输送模拟, 该装置包括由平行板组成的主裂缝和二级、三级、四级分支裂缝, 且分支缝与主缝呈不同角度, 主裂缝宽6.35 mm, 二级缝宽3.18 mm, 三级和四级裂缝宽1.59 mm, 如图1所示. 通过改变压裂液黏度、流速、支撑剂粒径、密度以及混砂浓度等参数, 模拟不同泵注参数下, 支撑剂在复杂裂缝中的运移情况. 实验结果表明, 20/40目的支撑剂难以进入分支裂缝, 当采用100目及以上的支撑剂时, 支撑剂能够实现现在复杂裂缝处的转向, 在二级、三级甚至四级裂缝中, 均有支撑剂进入.

4.2 复杂裂缝支撑剂转向运移规律

2014年, Sahai等人^[34]通过实验发现, 支撑剂向复杂裂缝转向运移的两个机理: (1) 堆积的支撑剂在重力作用下落入分支缝; (2) 当混砂液流速高于临界流速值时, 支撑剂在混砂液的携带作用下进入分支缝. 研究

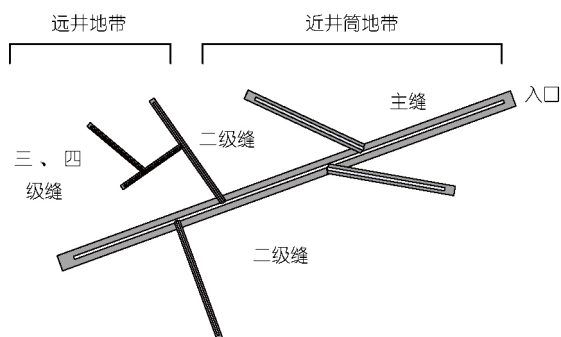


图1 Katherine Thomas Technology Center复杂裂缝实验模型
Figure 1 Complex fracture lab model of Katherine Thomas Technology Center.

者采用如图2所示的实验设备, 分别研究了排量、支撑剂浓度、支撑剂粒径以及裂缝复杂程度对支撑剂运移的影响. 对于复杂裂缝的描述, 选用如图3所示的3种不同类型的物理模型, 分别为T1 (单一支缝)、T2 (多分支缝)和H1 (水平分支缝)型. 实验结果表明, 对于水平分支缝(H1型)而言, 重力的作用不明显, 支撑剂的进入主要靠混砂液的携带作用; 对于T1和T2型复杂裂缝, 支撑剂在主裂缝中的堆积阶段, 粒径较大的支撑剂倾向于沉降在主裂缝中, 而粒径较小的支撑剂更容易被携带至分支缝. 因此, 不同粒径支撑剂在主缝和支缝之间有自然分选的现象.

2015年, Alotaibi和Miskimins^[35]采用同样的实验设

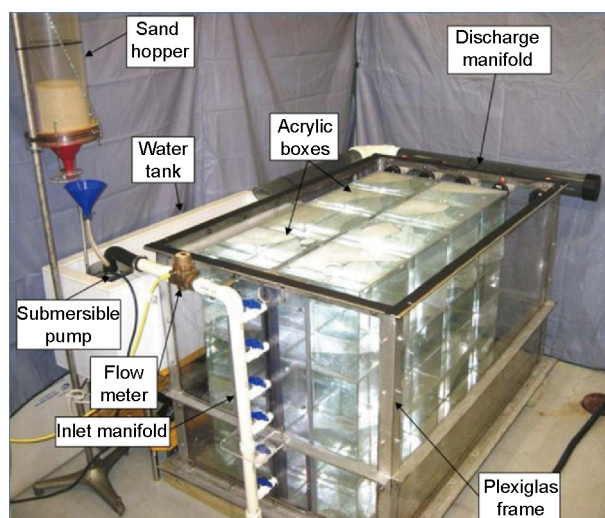


图2 (网络版彩图)复杂裂缝支撑剂运移实验模型
Figure 2 (Color online) The physical simulation model of proppant transformation for complex fractures.

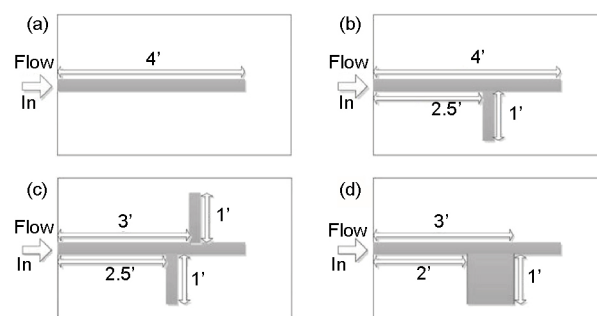


图3 复杂裂缝物理模型((a)基本构造; (b)–(d) T1, T2和H1型)
Figure 3 The physical model of complex fracture ((a) Base case configuration; (b)–(d) T1, T2 and H1 type).

备,进一步研究了复杂裂缝中,低黏滑溜水输送支撑剂的规律.实验设备进行了如图4所示的改进,采用主裂缝、二级分支缝和三级分支缝组成复杂裂缝系统,主裂缝宽5.1 mm,二级和三级裂缝宽为2.54 mm,支撑剂选用30/70目的棕砂.实验结果表明,裂缝的级数越多,支撑剂堆积得越慢,达到平衡高度所需要的时间越长,同时,距离入口越近的分支缝,达到砂堤平衡高度所需要的时间越短,换言之,近井的分支缝容易得到支撑剂,而远井的分支缝需要较长的时间,才能使支撑剂得到有效的输送.

在实验结论的基础上,研究者提出,对于复杂裂缝系统而言,支撑剂在分支缝的有效输送很大程度上取决于混砂液的注入时间、排量等泵注参数,而在注入时间有限的情况下,上一级裂缝中,支撑剂越早达到平衡,越有利于支撑剂向下一级裂缝进行输送.可见,复杂裂缝系统中的支撑剂输送问题,其核心在于各级裂缝中,支撑剂输送和堆积时间的问题.通过快速提高排量、混砂浓度等措施,促使支撑剂以最快的速度向更多一级的裂缝进行有效输送,将是优化泵注参数的重要方法和依据.

5 深层页岩气水力裂缝扩展及导流特性发展方向展望

结合深层页岩气的高温、高压、强塑性特征,需在以下两方面进一步深化研究裂缝扩展机制及导流特性.

5.1 体积裂缝起裂扩展机制

(1) 高围压条件下储层性质对裂缝扩展的影响.由于埋深增加导致的高围压条件,使储层的性质,包括三向地应力、岩石力学、脆塑性及各种天然裂隙的原始尺度等,都发生了很大的变化,相应地,裂缝的起裂和扩展规律也会发生较大的变化,因此,需要加强有关的物模和数模研究.

(2) 深层页岩气“井工厂”多井、多簇及塑性条件下的裂缝起裂与扩展规律.目前的“井工厂”多井压裂模式与以往的单井压裂模式有很大的不同,加上段内多簇裂缝起裂,诱导应力场非常复杂,此时的裂缝起裂与延伸规律更为复杂多变.加上深层塑性特征强,诱导应力的传播距离及作用机制与中浅层又有很大的不

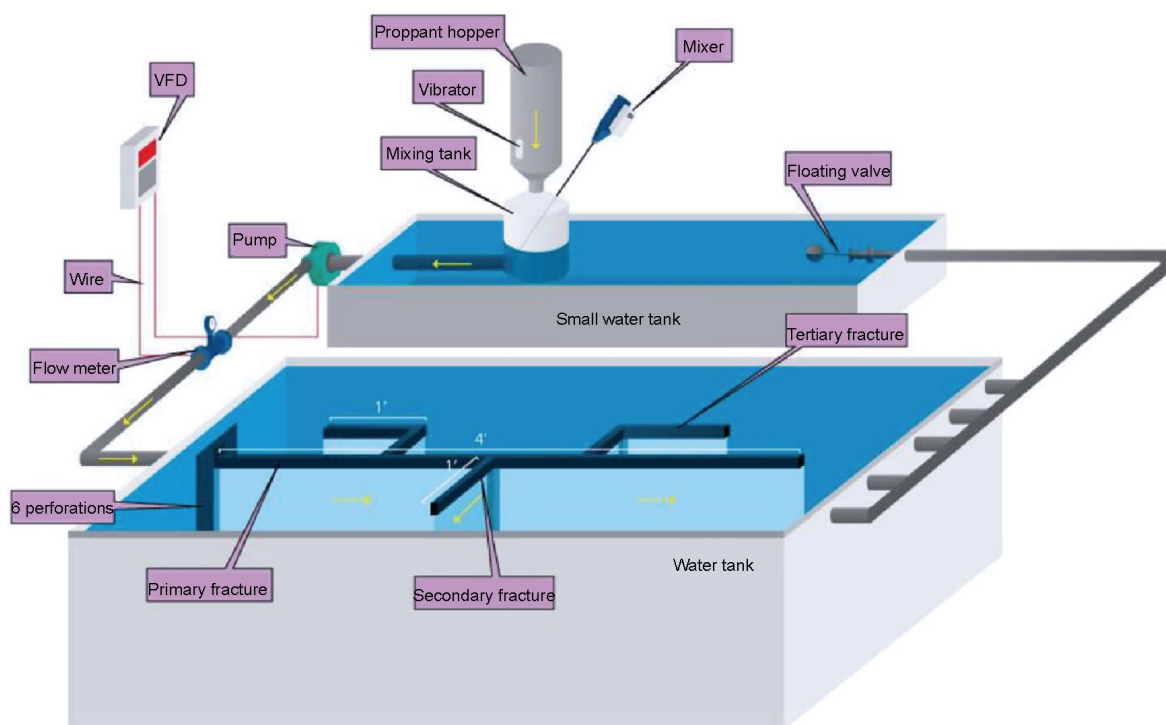


图4 (网络版彩图)改进的复杂裂缝支撑剂运移实验模型

Figure 4 (Color online) The improved complex fracture lab model for proppant transporting.

同. 上述研究物理模拟的难度极大, 可借鉴单井单簇的物模结果, 采用数值模拟方法进行相应的研究.

(3) 深层页岩水平层理及高角度天然裂缝共存条件下的裂缝扩展机制. 深层页岩气的地下构造运动复杂, 可能在原先水平层理发育的位置同时出现高角度的天然裂缝, 此天然裂缝随断层的性质及形成时间的早晚不同, 有的天然裂缝呈充填-半充填状态, 有的呈未充填状态, 这些对裂缝的起裂扩展都会造成很大的影响. 此外, 裂缝穿过层理后, 能否再次穿过临近的层理, 目前所有的研究都几乎没有涉及, 也是今后研究的重点.

(4) 深层页岩气多尺度造缝机理. 因深层页岩气实现体积裂缝的难度太大, 此时, 提高裂缝的复杂性程度是当务之急, 关键是如何实现多种尺度的水力裂缝? 其主控因素是什么? 都值得今后深入研究.

5.2 深层页岩气裂缝导流特性

(1) 多尺度裂缝考虑多因素的导流能力实验研究. 就裂缝形态而言, 因页岩压裂形成裂缝的极端复杂性, 有张性缝、剪切缝、整合缝、错位缝、单一缝、转向缝、复杂缝等; 就支撑剂而言, 包括支撑剂的类型、粒径等; 就压裂工艺而言, 有支撑剂的铺置方式(连续铺砂、段塞式铺砂)、铺置浓度(包括无支撑剂)等; 就压裂液伤害而言, 有不同压裂液浓度、破胶剂浓度等; 就生产方式而言, 有恒定的闭合应力、循环应力载荷

(井底流动压力的变化引起)等; 就流态而言, 有单相、气液两相(返排过程出现)等; 就时间而言, 有短期裂缝导流及长期裂缝导流等. 因上述研究考虑的因素非常庞杂, 可采用正交设计方法进行实验方案的系统设计.

(2) 全尺度裂缝饱和充填不同粒径支撑剂的作用机制. 为了最大限度地利用多尺度的水力裂缝空间, 如何将不同粒径的支撑剂输送并有效铺置于与各自粒径相匹配的裂缝系统? 需要复杂裂缝内的支撑剂运移的物模实验及对应的数值模拟手段加以解决. 此外, 支撑剂最终铺置形态的监测也很关键, 如多种放射性示踪剂技术, 可对上述物模及数模结果进行验证和修正.

(3) 深层页岩气岩石自支撑形成高导流裂缝的机制. 常规压裂靠支撑剂提供的导流能力在深层页岩气的高闭合应力条件下, 很快易于失去导流能力, 造成产量的大幅降低. 因此, 如何形成岩石自支撑的高导流裂缝? 此时, 裂缝的导流能力不是常规的突出在裂缝面上的支撑剂提供的, 而是低于裂缝面的酸蚀裂缝凹槽提供的. 可采用特殊材料在岩石裂缝表面形成对酸液的有效封隔, 未封隔岩石形成高导流的酸蚀通道, 由此可形成上述酸蚀裂缝凹槽. 此时, 闭合应力再高, 也由裂缝面支撑, 大量连续分布的裂缝凹槽不但不受高闭合应力的影响, 反而可提供接近无限的裂缝导流能力. 但这种裂缝如何形成及其与岩石的作用机制, 需要今后继续深入分析和探讨.

参考文献

- 1 Gu H, Weng X, Lund J B, et al. Hydraulic fracture crossing natural fracture at nonorthogonal angles: A criterion and its validation. *SPE Product Operat*, 2012, 27: 20–26
- 2 Dahi-Taleghani A. Analysis of Hydraulic Fracture Propagation in Fractured Reservoirs: An improved Model for the Interaction between Induced and Natural Fractures. Dissertation for Doctoral Degree. Austin: University of Texas at Austin, 2009
- 3 Chen X. Simulation Research of Fracture Propagation in Shale Reservoir with Horizontal Multi-stage Fracturing (in Chinese). Dissertation for Master Degree. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015. 61 [陈星. 页岩储层水平井分段压裂裂缝延伸模拟研究. 硕士学位论文. 成都: 西南石油大学, 2015. 61]
- 4 Xiao C J, Subhash N S, Roegiers J C, et al. Fracability evaluation in shale reservoirs—An integrated petrophysics and geomechanics approach. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, 2014. SPE 168589
- 5 Shin D H, Sharma M M. Factors controlling the simultaneous propagation of multiple competing fractures in a horizontal well. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, 2014. SPE 198599
- 6 Zhang T Y, Pang W, Du J, et al. Actual and optimal hydraulic fracture design in a tight gas reservoir. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, 2014. SPE 168613
- 7 Anton P, Azra N T. On the mechanisms of shale microfracture propagation. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, 2014. SPE 168624

- 8 Zhou D S, He P. Major factors affecting simultaneous frac results. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Production and Operations Symposium. Oklahoma City, 2015. SPE 173633
- 9 Qiu F D, Porcu M M, Xu J, et al. Simulation study of zipper fracturing using an unconventional fracture model. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Unconventional Resources Conference. Calgary, 2015. SPE 175980
- 10 Haddad M, Du J, Sandrine V G. Integration of dynamic microseismic data with a true 3D modeling of hydraulic fracture propagation in Vaca Muerta shale. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, 2016. SPE 179164
- 11 Li Z C. Numerical Investigation on Hydraulic Fracture Initiation and Propagation Behaviour in Horizontal Wells of Shale Reservoir (in Chinese). Dissertation for Master Degree. Dalian: Dalian University of Technology, 2015. 49 [李志超. 页岩储层水平井水力裂缝起裂与扩展特征的数值模拟分析. 硕士学位论文. 大连: 大连理工大学, 2015. 49]
- 12 Zhao L Q, Liu F, Wang P S. A review of creation and propagation of complex hydraulic fracture network (in Chinese). Oil Gas Geol, 2014, 35: 562–569 [赵立强, 刘飞, 王佩珊. 复杂水力裂缝网络延伸规律研究进展. 石油与天然气地质, 2014, 35: 562–569]
- 13 Nagel N, Zhang F, Sanchez-Nagel M, et al. Stress shadow evaluations for completion design in unconventional plays. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Unconventional Resources Conference. Calgary, 2013. SPE 167128
- 14 Nagel N B, Sanchez-Nagel M. Stress shadowing and microseismic events: A numerical evaluation. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, 2011. SPE 147363
- 15 Zeng S P, Zhang G Q, Han J X, et al. Model of multi-fracture stress shadow effect and optimization design for staged fracturing horizontal wells (in Chinese). Nat Gas Eng, 2015, 34: 55–59 [曾顺鹏, 张国强, 韩家新, 等. 多裂缝应力阴影效应模型及水平井分段压裂优化设计. 天然气工业, 2015, 34: 55–59]
- 16 Zhang B. Study of Reservoir Formation Mechanics of the Volume Fracturing on Yanchang Shale Reservoirs in Continental Frace (in Chinese). Dissertation for Master Degree. Xi'an: Xi'an Petroleum University, 2014. 74 [张博. 延长陆相页岩气储层体积压裂缝网形成机理研究. 硕士学位论文. 西安: 西安石油大学, 2014. 74]
- 17 Sanaei A, Jamili A. Optimum fracture spacing in the eagle ford gas condensate window. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Unconventional Resources Technology Conference. Denver, 2014. URTEC 1922964
- 18 Mohamed I M, Azmy R M, Sayed M A, et al. Evaluation of after-closure analysis techniques for tight and shale gas formation. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, 2011. SPE 140136
- 19 Bhattacharya S, Nikolaou M. Comprehensive optimization methodology for stimulation design of low-permeability unconventional gas reservoirs. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, 2011. SPE 147622
- 20 Dong Z, Holditch S A, McVay D A. Resource evaluation for shale gas reservoirs. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, 2012. SPE 152066
- 21 Alhough A B, Patel K, Schechter D, et al. Practical use of simulators for characterization of shale reservoirs. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Unconventional Resources Conference. Calgary, 2012. SPE 162645
- 22 Yu W, Sepehrnoori K. Simulation of proppant distribution effect on well performance in shale gas reservoirs. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Unconventional Resources Conference. Calgary, 2013. SPE 167225
- 23 Guo W. Study of Fracture Proppant Conductivity of Hydraulic Fractures on Yanchang Shale Reservoirs in Continental frace (in Chinese). Dissertation for Master Degree. Xi'an: Xi'an Petroleum University, 2014 [郭伟. 延长陆相页岩气储层水力压裂裂缝导流能力评价方法研究. 硕士学位论文. 西安: 西安石油大学, 2014]
- 24 Liu C L, Zhang Q K. Inspiration of barnett shale to the development of natural gas in tight formation (in Chinese). Foreign Oilfield Eng, 2009, 25: 14–16 [刘春丽, 张庆宽. Barnett页岩对致密地层天然气开发的启示. 国外油田工程, 2009, 25: 14–16]
- 25 Zhang S C, Mou S R, Cui Y. Numerical simulation models with hydraulic fracturing in shale gas reservoirs (in Chinese). Nat Gas Eng, 2011, 31: 81–84 [张士诚, 牟松茹, 崔勇. 页岩气压裂数值模型分析. 天然气工业, 2011, 31: 81–84]
- 26 Cipolla C L, Warpinski N R, Mayerhofer M J, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture treatment design. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, 2010. SPE 115769
- 27 Williams M J, Khadhraoui B, Bradford I. Quantitative interpretation of major planes from microseismic event locations with application in production prediction. In: Proceedings of SEG Technical Program Expanded Abstracts 2010. Society of Exploration Geophysicists, 2010. 29: 2085–2089
- 28 Wen Q Z, Li Y, Hu L X, et al. Experimental analysis of the flow conductivity of the network-like fractures in shale reservoirs (in Chinese). J Northeast Petrol Univ, 2013, 37: 55–62 [温庆志, 李杨, 胡蓝霄, 等. 页岩储层裂缝网络导流能力实验分析. 东北石油大学学报, 2013, 37: 55–62]

- 29 Sone H, Zoback M D. Strength, creep and frictional properties of gas shale reservoir rocks. In: Proceedings of 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium. Salt Lake City, 2010
- 30 Liu X J, Liu Z J, Li Y, et al. Research on fracture closing law and its effect on oil and gas field development (in Chinese). Nat Gas Eng, 2004, 24: 39–41 [刘向君, 刘战君, 李允, 等. 裂缝闭合规律研究及其对油气田开发的影响. 天然气工业, 2004, 24: 39–41]
- 31 Miao W P, Jiang H Q, Ge H K, et al. Gas shale creep and its influence on the shale gas development (in Chinese). Petrol Geol Recov Efficiency, 2014, 21: 97–100 [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. 油气地质与采收率, 2014, 21: 97–100]
- 32 Bi W T, Lu Y J, Meng C Y, et al. The new study about influence factor on the flow conductivity in shale formation (in Chinese). Sci Technol Eng, 2015, 15: 115–117 [毕文韬, 卢拥军, 蒙传幼, 等. 页岩储层导流能力影响因素新研究. 科学技术与工程, 2015, 15: 115–117]
- 33 Klingensmith B C, Hossaini M, Fleenor S. Considering far-field fracture connectivity in stimulation treatment designs in the permian basin. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Unconventional Resources Technology Conference. San Antonio, 2015
- 34 Sahai R, Miskimins J, Olson K E, et al. Laboratory results of proppant transport in complex fracture systems. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, 2014
- 35 Alotaibi M A, Miskimins J. Slickwater proppant transport in complex fractures: New experimental findings & scalable correlation. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, 2015

Overview and prospect of fracture propagation and conductivity characteristics in deep shale gas wells

JIANG TingXue^{1,2*}, ZHOU Jian^{1,2}, ZHANG Xu^{1,2}, HOU Lei^{1,2} & XIAO Bo^{1,2}

¹ State key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100101, China;

² Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China

There are tremendous shale gas resources in China, however, many of them can't achieve economical production due to a lower effective stimulated reservoir volume (ESRV). Up to now, very few researches have been conducting on the mechanisms of fracture propagation and conductivity, which are the two main controlling factors of the effective development of shale gas play. As we all know that with the increasing depth of shale gas wells, many parameters such as *in-situ* stress, stress difference between minimal horizontal stress and maximal one, rock mechanics, etc. are all changed a simultaneously, which results in different fracture propagation and conductivity mechanisms. Therefore, firstly, a comprehensive analysis on fracture propagation and its conductivity characteristics in shallow wells were conducted. The mechanism of single fracture propagation and multiple fractures' propagation simultaneously in open hole wells were summarized in detail. Besides, the effect of casing completion and fracturing treatment parameters on single fracture initiation and propagation was analyzed, and the corresponding results for multiple fractures may take references to that in open hole wells. Based on above studies, the mechanism of conductivity of single fracture and complex one in the condition of multiple affecting factors were analyzed too. After that, the proppant transport pattern within the complex fracture and its transportation law in divergent fracture were simulated, which may be used to optimize treatment parameters of hydraulically fracturing and achieve the object of expected conductivity and maximal ESRV. Finally, according to the formation geologic characteristics of deep shale gas play, the future research tendency was indicated, such as the mechanism of fracture propagation in the mode of well pad with multiple horizontal wells and multiple clusters, and in the condition of mixed natural fractures pattern with both horizontal interface and high angle fractures, the mechanism of high conductivity of network fracture formed by rock self-supported, which has great significance for developing deep shale gas play economically and effectively.

deep shale gas play, fracture propagation, conductivity, complex fracture, proppant transportation

PACS: 47.27.-i, 47.27.Eq, 47.27.Nz, 47.40.Ki, 47.85.Gj

doi: 10.1360/SSPMA2016-00535