

# 常压页岩气压裂技术现状及高效压裂技术对策

刘虎<sup>1</sup>, 左罗<sup>2,3\*</sup>, 尹德灿<sup>1</sup>, 蒋廷学<sup>2,3</sup>, 段华<sup>1</sup>, 王海涛<sup>2,3</sup>

1. 中国石油化工股份有限公司勘探分公司, 成都 610041
2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 102206
3. 中石化石油工程技术研究院有限公司, 北京 102206

**摘要** 针对常压页岩气经济开发面临的压裂改造效果差、多簇均衡扩展控制及配套暂堵机制认识不清、低成本高效压裂技术体系尚未形成等问题, 基于常压页岩气储层特征及压裂技术现状开展常压页岩气低成本高效压裂技术对策的研究。研究认为低成本、密切割、多级暂堵、高强度连续加砂及提高有效改造体积是常压页岩气高效压裂需持续优化的重要方向; 优化压裂费用构成及采用新工艺、新方法是降本增效的有效途径, 其中多级固井滑套压裂技术很可能是有效途径之一; 簇间距对压裂效果影响较大, 推荐范围为5~10 m; 提高暂堵球数量、暂堵次数及采取中前期投球暂堵可提高缝口暂堵效果; 应力差越高所需要的缝内暂堵次数越多; 天然裂缝密度>0.5条/m时, 施工中期加入暂堵剂, 天然裂缝密度<0.5条/m时, 施工前期加入暂堵剂对提高缝内暂堵效果有利; 采用粒径小于40/70目的暂堵剂, 用黏度大于12 mPa·s的压裂液在12 m<sup>3</sup>/min及以上的排量以小于0.1的体积分数进行投放可以增强缝内暂堵效果; 采用140/200目(10%)+70/140目(30%)+40/70目(60%)的石英砂组合及7%的综合砂液比既能保证导流能力需求又利于降本。

**关键词** 页岩; 常压页岩气; 压裂技术

中国南方页岩气分布广泛, 其中常压页岩气资源量约占66%<sup>[1-4]</sup>, 主要分布在川东南地区盆缘转换带五峰组-龙马溪组地层。该地区以深水陆棚相沉积为主, 沉积水体深度较盆内浅, 优质页岩厚度

较盆内有变薄趋势; 孔渗参数与盆内页岩储层基本相当, 但是由于盆缘区域构造作用强, 地层的高角度缝较发育, 储层的保存条件较盆内差, 压力系数相对较低(0.86~1.20); 含气量偏低, 且吸附气占比

收稿日期: 2022-10-13; 修回日期: 2023-03-21

基金项目: 国家自然科学基金项目(12172362)

作者简介: 刘虎, 高级工程师, 研究方向为油气勘探工程, 电子信箱: liuh.ktnf@sinopec.com; 左罗(通信作者), 副研究员, 研究方向为非常规油气开发, 电子信箱: zuoluoxingfeng@163.com

引用格式: 刘虎, 左罗, 尹德灿, 等. 常压页岩气压裂技术现状及高效压裂技术对策[J]. 科技导报, 2023, 41(20): 79-88; doi: 10.3981/j.issn.1000-7857.2023.20.009

较高;优质储层埋藏较浅,地应力相对较小。目前川东南常压页岩气井SY2井、LY1井、PY1井、YZ1井均获得了工业气流,表明该地区具备较好的开发潜力,但从试采情况来看目前川东南地区常压页岩气井尚不能实现规模化经济开发,很多井仍然面临地层能量弱、返排能力差、测试效果差等特点<sup>[5-7]</sup>。要实现高效勘探开发,必须进一步提高单井产量、井控储量及降低开发成本。

川东南ZD地区常压页岩气前期勘探初产普遍在 $(1\sim 3)\times 10^4$  m<sup>3</sup>/d之间。YZ1井通过密切割+投球暂堵、高效一体化滑溜水、细微粒径支撑剂、高强度加砂等压裂工艺的应用,在小于1.0的压力系数之下取得产量突破。但仍然存在复杂缝网程度有待提高、多簇均衡扩展控制及配套暂堵机制认识不清、实现高效经济开发的规模及段簇划分有待优化等问题,如何降低成本并保证开发效果的低成本高效压裂技术对策亟待研究。本研究从国内外常压页岩气储层特征、压裂技术现状分析入手,研究ZD常压页岩气高效压裂完井方案及工艺参数,以形成ZD常压页岩气低成本高效压裂技术对策。

## 1 川东南常压页岩气储层特征

川东南盆缘常压页岩气储层整体受多期构造运动影响,地层变形时间东早西晚,抬升幅度东高西低,变形强度东强西弱。加里东-海西-印支期构造活动相对较弱,以隆升作用为主,形成了“大隆大坳”构造,燕山期增加了五峰组-龙马溪组页岩储层的埋深,燕山晚期-喜马拉雅期主要是多旋回、多构造期次叠加的特征,形成了格挡式褶皱形态,地层隆升,导致部分地层完全剥蚀<sup>[5,8]</sup>。

储层埋藏深度集中在2100~3500 m,大于北美常压储层埋藏深度(900~2600 m),压力系数为0.86~1.2,整体与北美相当(0.86~1.3),储层厚度24~37 m,小于北美常压储层的平均厚度(约60 m)。储层矿物中石英含量40%~70%,碳酸盐矿物含量2%~16%,黏土矿物含量13%~42%,整体与北美持平。孔隙度主要分布在2.83%~5.30%,含气量1.4~6.0 m<sup>3</sup>/t,TOC(总有机碳含量)为2.1%~4.7%,

均小于北美常压页岩气储层。 $R_o$ 为2.1%~3.0%,整体处于过成熟阶段,而北美常压储层 $R_o$ 主体为1.0%~3.0%,整体处于成熟期。杨氏模量21~42 GPa,泊松比0.20~0.26,整体与北美常压页岩气储层相当。应力差5~15 MPa,高于北美常压页岩储层<sup>[9-11]</sup>。

川东南常压页岩储层经历了长期调整破坏,地层褶皱断裂,裂缝相对发育,主要是由构造运动及生烃增压、排烃泄压造成<sup>[12-13]</sup>。该地区优质页岩储层高阻缝线密度平均约为0.63条/m,尺度较大的层理缝线密度平均约为0.74条/m,略高于焦石坝(天然裂缝线密度平均约为0.60条/m<sup>[14]</sup>)。

压后初产 $(1.5\sim 9.0)\times 10^4$  m<sup>3</sup>/d,而北美常压页岩气井初期产量达到 $(5.0\sim 17.0)\times 10^4$  m<sup>3</sup>/d,同时递减较快,第1年递减率平均达到了60%及以上,较难实现经济开发,与压后裂缝复杂度偏低、改造体积较小以及地层能量弱密切相关。因此,亟需研究形成高效压裂技术以促进川东南常压页岩气储层的经济开发。

## 2 常压页岩气压裂技术现状

早期常压页岩气压裂以“长段少簇、中低改造强度及胶液携砂”工艺为主。以PY1井、PY4井、DY1井、DY3井为典型代表,段长75~117 m,单段2~4簇,用液强度15~25 m<sup>3</sup>/m,加砂强度0.68~0.95 m<sup>3</sup>/m,排量9~16 m<sup>3</sup>/min。压裂前期用滑溜水造复杂缝,后期采用胶液携砂,以提高主缝的导流能力。

发展期以“多段少簇、前置胶液、滑溜水携砂及中等改造强度”工艺为主。以PY3井、LY1井为典型代表,段长50~80 m,单段2~4簇,用液强度26~36 m<sup>3</sup>/m,加砂强度0.9~1.6 m<sup>3</sup>/m,排量10~16 m<sup>3</sup>/min。压裂过程中采用了中顶胶液及少量胶液段塞加砂。

现阶段以“少段多簇、投球暂堵转向、全程滑溜水长段塞加砂及中高改造强度”工艺为主,以LY2井、ZD1井及SY203井为典型代表,段长65~96 m,单段5~11簇,用液强度24~30 m<sup>3</sup>/m,加砂强度1.3~2.6 m<sup>3</sup>/m,排量14~18 m<sup>3</sup>/min。

虽然现阶段改造参数较以往有了较大的提升,但与北美高强度改造仍有一定的差距,主要体现在北美常压页岩气“密切割”程度更强,段长普遍在33~60 m,平均加砂强度达到了2.7 m<sup>3</sup>/m,而且成本相对较低。

美国主要页岩气区块压裂成本为9200~13800元/m,国内柴油泵压裂试气成本12200~14000元/m,压裂成本与美国相当,但压裂费用构成差异较大(图1),国内压裂施工和支撑剂费用占比高,压裂液费用占比过低。现在国内常压页岩气降本

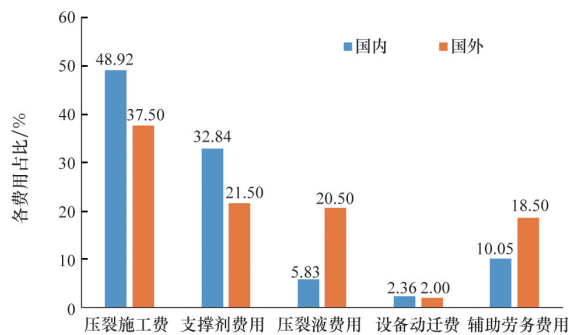


图1 国内外压裂费用占比

主要措施是降低压裂液的费用,很多油田公司采取简化配方、降低压裂液黏度来降低压裂成本。这会影 响压裂液体系的性能,进而造成储层伤害的增加、减小有效支撑缝长等,对压裂效果产生负面影响,故需要优化压裂成本构成,以多方面的措施来实现成本的控制。国内常压页岩气目前尚未规模性建产,目前的压裂费用构成多为探井的费用构成,但基本与商业开发的涪陵页岩气井压裂成本接近(图2),后期规模化开发以后降本空间较大。

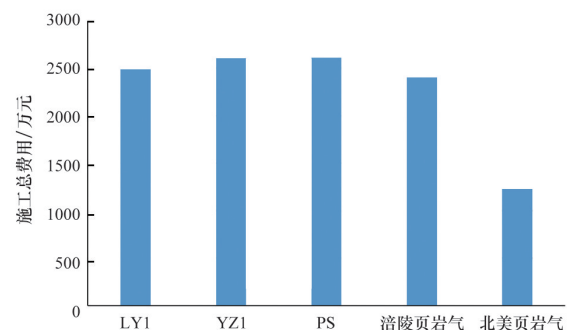


图2 国内与国外常压页岩气井压裂总费用对比

综上,目前常压页岩气压裂理念已经发生了变化,体现在:(1)从追求提高SRV转变为提高ES-RV;(2)分段分簇上向多段多簇密切割转变;(3)工艺上由控近扩远缝网压裂向投球转向全缝长多尺度压裂转变;(4)加砂方式上由常规段塞式加砂向高强度连续加砂转变;(5)液体使用方面由胶液与滑溜水组合向全程变黏滑溜水转变;(6)支撑剂使用上由常规陶粒或覆膜砂向石英砂转变;(7)追求产量的同时开始考虑成本控制。总体上国内常压页岩气压裂技术与储层特征具有一定的适应性,也取得了一定的突破,但要想实现各区块规模性商业开发,仍需要在降本增效技术上攻关。

### 3 常压页岩气低成本高效压裂技术对策

针对ZD区块常压页岩气低成本高效压裂技术

需求,从完井方案、高效压裂工艺参数、经济支撑等角度出发,通过数值模拟、物理模拟研究高效压裂完井方案及压裂工艺参数,形成低成本高效压裂技术对策。

#### 3.1 压裂完井方案

实践证明多级固井滑套完井压裂在提高单井压裂作业效率上优势明显。华东油气分公司SY2-11HF井采用国外多级滑套分40段压裂,最高单日施工12段,施工周期比桥塞分段压裂方式减少5天,每米压裂费用降低15.6%,复杂缝网占比较邻井提高33%,单位试气长度初产提高约61%,整体效果明显。

为研究多级固井滑套完井压裂方式在ZD地区常压页岩气上的应用效果,基于目前ZD地区常压页岩气压裂施工参数及改造体积,对比分析了桥塞分段压裂及多级固井滑套压裂的应用效果。

在相同的砂液规模条件下,桥塞分段压裂总费

用为2064.5万元,多级固井滑套分段压裂总费用为1940.5万元,费用降低124万元,而且改造体积增加约10%(表1)。

SY2-11HF井实践表明多级固井滑套压裂时在相同用液量条件下单簇改造体积提高约30%,故实现相同的改造体积,多级固井滑套压裂的总液量

会降低约23.9%,为保证相同加砂强度多级固井滑套压裂综合砂液比需达到13%。据此分析了两种方案的压裂效果,结果表明,多级固井滑套压裂降本354万元(表1)。因此,多级固井滑套压裂方案降本增效效果显著。

表1 多级固井滑套与桥塞分段压裂效果对比

不同压裂方式	总液量/m <sup>3</sup>	总砂量/m <sup>3</sup>	分段数段	压裂费用/万元	改造体积/10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>
桥塞分段压裂	36000	3600	20	2064.5	2626
多级固井滑套压裂	36000	3600	40	1940.5	2888
	27400	3562	40	1710.5	2626

此外,根据上述多级固井滑套压裂的分段数及目前现场的砂液供给能力,平均按每天8段/d的作

业效率,多级固井滑套压裂可缩短28.5%的工期(表2)。

表2 桥塞分段与多级固井滑套分段预计压裂施工参数

参数	水平段长度/m	分段数	单段液量/m <sup>3</sup>	每天作业时长/h	单段施工时间/h	每天可压裂段数	总液量/m <sup>3</sup>	总砂量/m <sup>3</sup>	压裂工期/d
桥塞分段	1500	20	1800	12	4	3	5400	540	7
多级固井滑套	1500	40	700	12	1.5	8	5600	560	5

从上述分析可以看出多级固井滑套的优势相对明显,不过目前国内固井滑套压裂技术尚未完全成熟,现阶段多使用国外固井滑套,不利于降本增效,但随着国产固井滑套压裂技术的成熟,多级固井滑套会成为低成本高效压裂的利器。此外,现阶段固井滑套压裂时地面破裂压力较高,而且部分滑套存在无法打开的风险,因此,对于破裂压力较高及井筒工况复杂的井不推荐使用固井滑套压裂,对于破裂压力较低、工况较简单的井推荐使用固井滑套压裂技术,一方面促进ZD地区常压页岩气的低成本高效开发,另一方面则可以加速多级固井滑套压裂技术的成熟,形成一种良性循环。

此外,对于一些不适合采用固井滑套压裂的平台井,可以采用多井拉链或同步压裂方式并配合电驱压裂促进降本增效。对于只能采用桥塞分段压裂的单井,则可通过优选优质工程队伍、采用日费制管理模式等,对作业效率及质量进行严格把关,力争高质量作业效率达到每天3段及以上,才有可能实现降本增效。

### 3.2 压裂工艺参数

目前ZD地区尚处于勘探的初期,主体采用成熟的桥塞分段压裂完井方案,为实现低成本高效压裂,需要对段簇划分参数、促均衡压裂参数(暂堵参数)、压裂规模及压裂液体系进行优化,并开展现场试验,形成压裂技术模板,促进ZD地区常压页岩气低成本高效开发。

#### 3.2.1 段簇划分

段簇划分是常压页岩气井压裂核心问题之一,其与压后产量、成本控制密切相关,需要从气藏及压裂工程角度进行综合优化。

通过建立气藏模型对不同簇间距下的产量进行模拟,结果表明缩小簇间距可增加产量,簇间距从20 m降至10 m,3年累产量增加45%,而且常压页岩气井通过缩小簇间距可获得更大的增产潜能,优势簇间距为5~10 m,每段簇数6~10簇。现场试验结果同样表明较小簇间距有利于提高测试产量(图3)。

从气藏工程角度来看,虽然缩短簇间距有助于

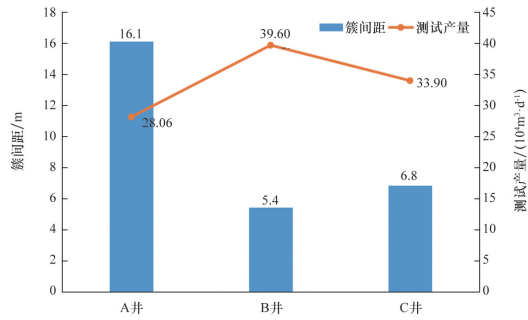


图3 簇间距与测试产量的关系

提高产量,但对于压裂来说簇间距并不是越小越好,因为簇间距越小,簇间干扰越明显,容易加剧多簇裂缝的非均衡起裂及扩展,降低改造效果。对ZD地区来说簇间距为5~10 m时局部水平主应力差显著减小,有利于复杂缝网的形成,当簇间距小于5 m时不同簇附近的水平应力差的差异比较明显(图4),易促进裂缝的非均衡扩展。因此,推荐ZD常压页岩气井的簇间距控制在5~10 m,单段簇数6~10簇,段长70 m左右。

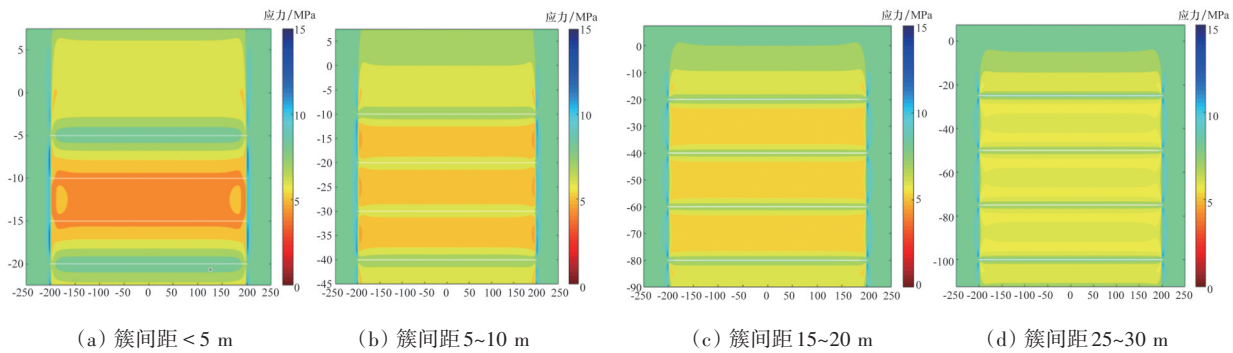


图4 不同簇间距下局部水平主应力差变化情况

### 3.2.2 暂堵参数优化

#### 1) 缝口暂堵。

基于离散元法建立水平井密切割压裂缝口暂堵转向裂缝扩展模型,对投球数量、缝口暂堵次数及时机进行了探究。模拟显示缝口暂堵前各簇流

量差达到了25%,缝口暂堵后各簇流量差减小到5%以内,而且井底压力提高了1.5 MPa,说明缝口暂堵可以有效解决孔眼非均衡进液的问题,利于提高井底压力(图5)。

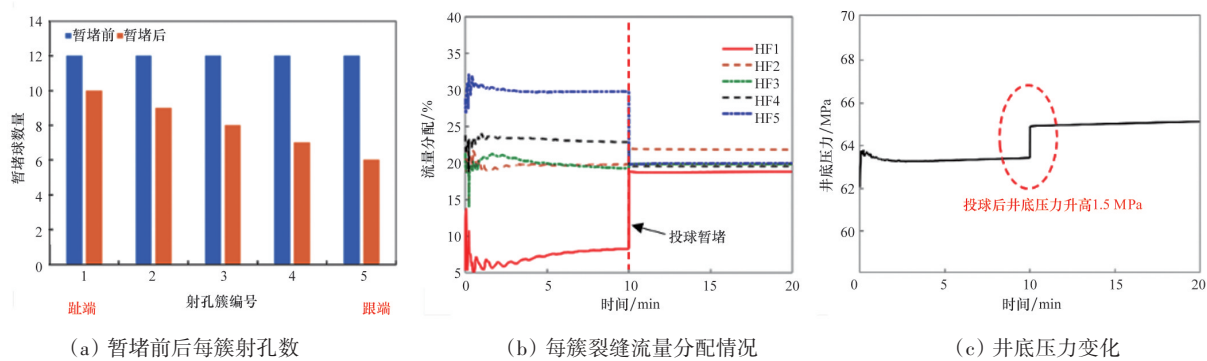


图5 暂堵前后每簇射孔数、裂缝流量分配和井底压力变化

暂堵球数量从10个增加到30个(总孔眼数为60孔),各簇缝长差异系数从5.3%下降到4.1%;缝宽差异系数从1.4%下降到0.6%(图6);说明缝口

暂堵可促进裂缝均衡扩展,且可通过控制投球数量,达到促均衡压裂目的,结合模拟结果,推荐ZD地区单段单次投球数量为单段总孔眼数的50%左右。

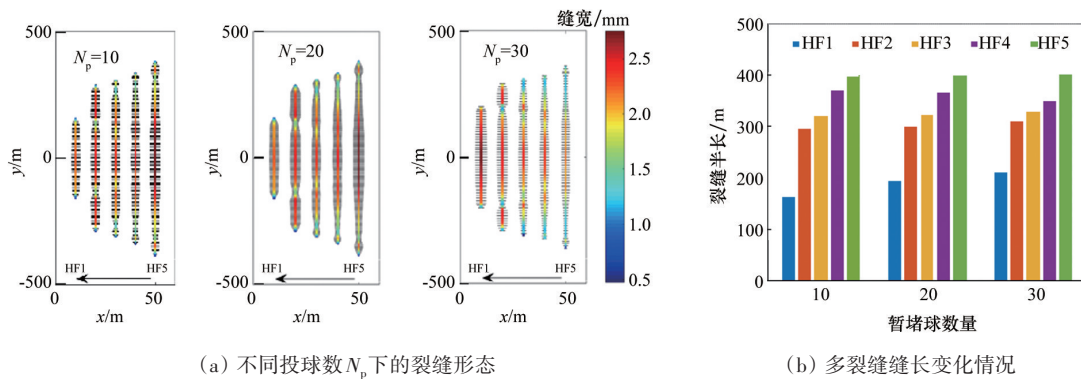


图6 不同暂堵球数量下多裂缝形态和裂缝缝长变化

随着缝口暂堵时机的延后,各簇裂缝扩展更加不均衡,早期注入( $t_d=1/3t_e$ ,其中 $t_d$ 为暂堵球投入时间, $t_e$ 为总压裂时间)与晚期注入( $t_d=2/3t_e$ )各簇缝长差异系数分别为3.2%、5.2%,缝宽差异系数分别为0.7%、0.2%(图7),因此,缝口暂堵宜在压裂的中前

期进行。暂堵次数从1次增加到3次时,每簇裂缝缝长差异系数从7.4%减小到4.9%(图8),因此,如果单次缝口暂堵效果不理想,可采用多次缝口暂堵方式,提高压裂改造的均衡性。

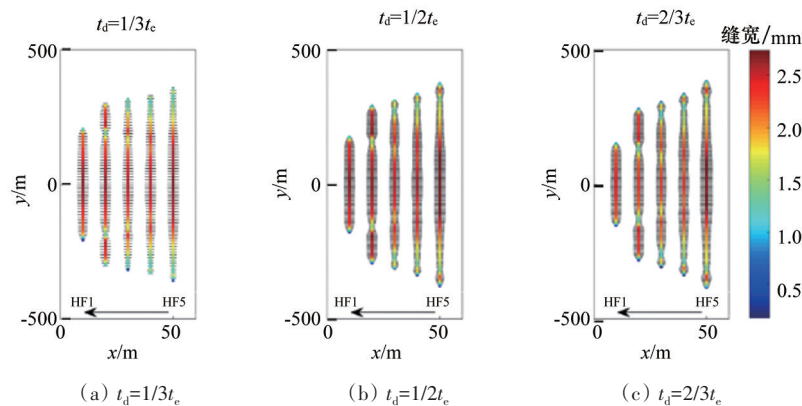


图7 不同暂堵时间下裂缝形态参数变化情况

## 2) 缝内暂堵。

基于离散元法建立水平井密切割压裂缝内暂堵转向裂缝扩展模型,对暂堵次数、时机及工艺参数进行了探究。ZD地区常压页岩气储层应力差在8~10 MPa,通过模拟发现在该应力差条件下,通过3次缝内暂堵可以沟通较多的天然裂缝,提高裂缝系统的复杂度(图8)。

当天然裂缝密度较高时(>0.5条/m)施工中期加入暂堵剂,利于提高改造体积;天然裂缝密度较低时(<0.5条/m),施工前期进行缝内暂堵效果更佳

(图9)。ZD地区储层平均裂缝线密度略大于0.5条/m,故推荐采用中前期缝内暂堵模式。

基于压裂裂缝扩展模型获得不同模拟条件下的初次压裂裂缝扩展形态,提取裂缝形态作为初始模型信息,导入到Fluent软件中并进行缝内暂堵条件下的暂堵剂运移规律模拟研究,分析压裂液类型、排量、堵剂浓度对暂堵剂运移的影响规律。

1) 压裂液黏度及排量对暂堵剂运移特征的影响。

随着压裂液黏度的增大,暂堵剂在缝内的运移

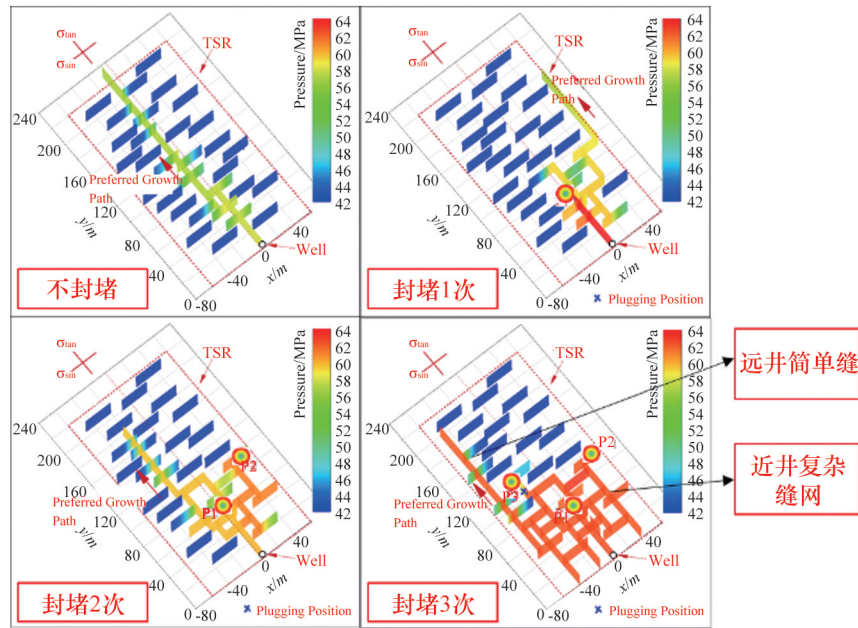


图8 水平应力差(8~10 MPa)下不同封堵阶段水力裂缝形态

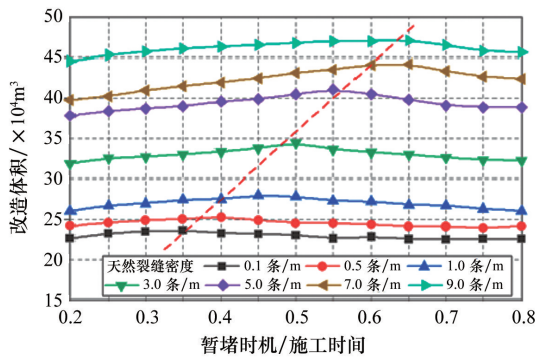


图9 缝内暂堵时机对改造体积的影响

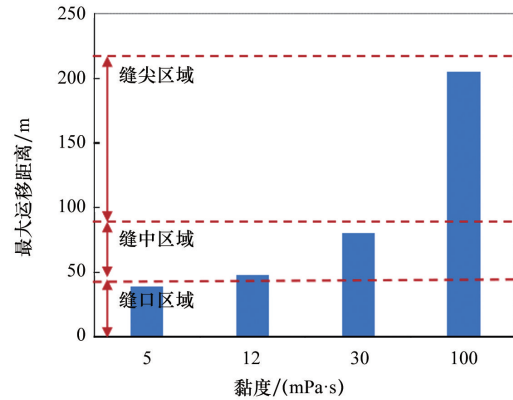


图10 不同压裂液黏度下暂堵剂迁移距离

距离增大,暂堵面积增大。压裂液黏度为 5 mPa·s 时,暂堵剂主要堆积在近缝口;压裂液黏度为 12~30 mPa·s 时暂堵剂可运移至缝中;压裂液黏度为 100 mPa·s 时暂堵剂可以运移到缝尖(图 10)。因此,投放缝内暂堵剂时应提高液体黏度。随着排量的增大,暂堵剂在缝内的运移距离增大,暂堵面积增大。排量低于 12 m<sup>3</sup>/min 时,暂堵剂主要堆积于缝口附近;高于 12 m<sup>3</sup>/min 时逐渐向缝中、远端运移,但向缝尖运移困难。因此,投放缝内暂堵剂时排量应大于 12 m<sup>3</sup>/min,如果施工排量高于 12 m<sup>3</sup>/min,推荐不降排量投放暂堵剂。

2) 暂堵剂粒径及加入浓度(体积分数)对暂堵剂运移特征的影响。

随着暂堵剂浓度的增大,暂堵剂在缝内运移距离减小。暂堵剂体积分数低于 0.1 时,暂堵剂可向缝中、远端运移;体积分数高于 0.2 时,暂堵剂主要在缝口附近沉积、堆积。结合模拟结果推荐暂堵剂体积分数控制在 0.05~0.10。

随着暂堵剂粒径的减小,暂堵剂在缝内的运移距离增大,暂堵面积增大。大粒径暂堵剂(20/40 目、30/50 目)主要堆积在近缝口;中粒径(40/70 目)暂堵剂可运移到缝中部;100 目暂堵剂可以运移到

裂缝尖端(图 11)。为提高 ZD 地区常压页岩气的改造体积,需要增加中远井裂缝的复杂度,故推荐采用 40/70 目与 100 目组合的方式投放。

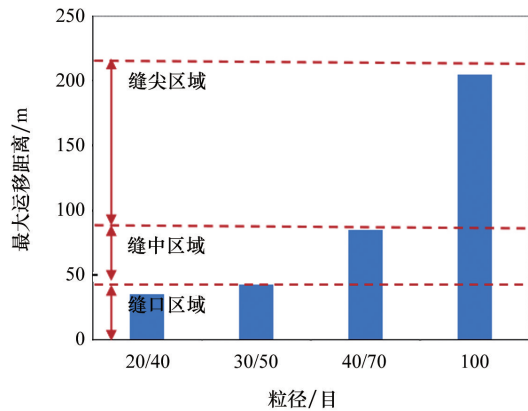


图 11 不同暂堵剂粒径下暂堵剂运移距离

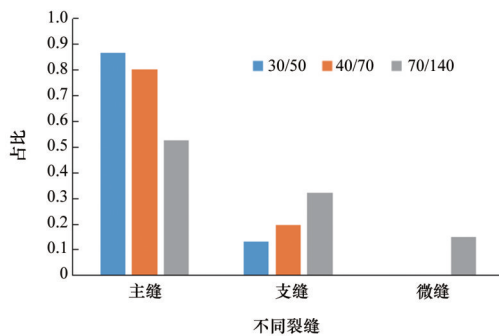


图 12 不同裂缝系统中支撑剂占比

### 3.2.3 砂液规模

基于 ZD 地区储层特征,利用 Meyer 软件建立压裂模型,模拟表明单段压裂液量在 1800 m<sup>3</sup>左右时,裂缝参数及改造体积相对较优,因此推荐单段压裂液量为 1800 m<sup>3</sup>。最优缝宽下支撑剂输运实验表明 30/50 目、40/70 目主要在主缝及支缝中,微缝中主要为 70/140 目支撑剂(约占总支撑剂的 15%) (图 12),为充分支撑微缝,推荐 70/140 目占比至少为 15%。不同规模下的导流能力模拟结果表明,综合砂液比为 7~8% 时平均导流约为 1 μm<sup>2</sup>·cm (图 13),满足页岩气开发需求,因此,推荐 7% 及以上的综合砂液比。由于 ZD 地区常压页岩气储层有效闭合应力约为 30~40 MPa,故采用抗压强度为 35 MPa 的石英砂即可。

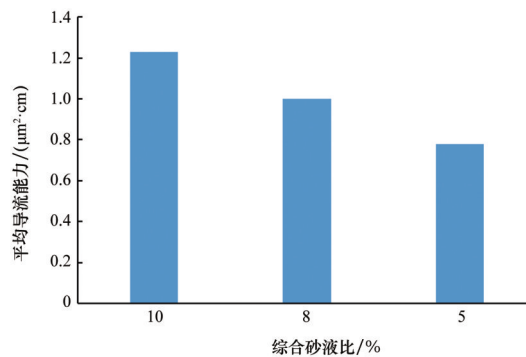


图 13 不同综合砂液比下裂缝平均导流能力

### 3.3 压裂液体系

目前国产一体化压裂液体系性能已经达到国外先进标准,而且具有价格优势(表 3),采用国产一体化压裂液体系更利于实现常压页岩气降本增

表 3 压裂液体系对比

类型	项目	指标	国内	国外
低黏降阻水	表观黏度/(mPa·s)	1~3	1~3	1~2
	表面张力/(mN·m <sup>-1</sup> )	≤28	23	26
	实验和现场降阻率/%	70/80	70/80	70/75
	防膨率/%	≥80	82	83
	单价/(元·m <sup>3</sup> )	—	29	54
高黏降阻水	表观黏度/(mPa·s)	18~20	18~20	12~17
	表面张力/(mN·m <sup>-1</sup> )	≤28	25	—
	实验和现场降阻率/%	70/80	70/80	70/78
	防膨率/%	≥80	82	—
	单价/(元·m <sup>3</sup> )	—	58	88

效的目标。

### 3.4 低成本高效压裂关键技术参数

根据上述研究,形成 ZD 常压页岩气井桥塞分段压裂的低成本高效压裂关键技术参数:段长 60~75 m,单段簇数 5~8 簇,簇间距 5~10 m,排量 16~18 m<sup>3</sup>/min,用液强度 25~30 m<sup>3</sup>/m,综合砂液比 7% 及以上;支撑剂组合为 70/140 目石英砂+40/70 目石英砂+30/50 目石英砂,其中 70/140 目石英砂占比要达到 20% 及以上;采用国产一体化压裂液;采用 1~2 次投球暂堵,投球数为孔眼数的 50%;推荐 3 次缝内暂堵,暂堵剂泵送排量 16m<sup>3</sup>/min,泵送液体黏度 30~40 mPa·s,暂堵剂粒径组合为 40/70 目+70/140 目,投放体积分数为 5%;现场施工方面,推荐按每天 3 段运行。

## 4 应用情况

ZD 区块 CD-1HF 井、CD-3HF 井采用桥塞分段压裂,应用了上述研究形成的主体技术参数。2 口井平均段长 73 m,单段 5~8 簇,簇间距 7.6 m 左右,主体排量 16~18 m<sup>3</sup>/min,单段压裂液量为 1800 m<sup>3</sup>,用液强度 25.1 m<sup>3</sup>,综合砂液比 10%,支撑剂选用抗压强度 35 MPa 的石英砂,采用了国产一体化压裂液,均进行了 1~2 次的缝口暂堵,CD-3HF 井

还增加了 2~3 次缝内暂堵。2 口井主体以 2~3 段/d 的施工速率压裂,施工效率较前期提高了 25%。CD-1HF 井压力系数 0.96,压后测试产量达到 7.5×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,CD-3HF 井压力系数仅有 0.86,压后测试产量达到 3.1×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,其中 CD-1HF 井压后进行了稳产测试,以 4.0×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d 的配产稳产了 1 年以上,压裂总成本分别降低 7.1%、28.5%,总体压裂效果较以往有很大程度上的提高(表 5),说明形成的低成本高效压裂关键技术参数具有一定的适用性。

表 4 地质及工程参数对比

区块/井号	储层厚度/m	含气量/(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> )	硅质含量/%	压力系数	液量/m <sup>3</sup>	砂量/m <sup>3</sup>	压裂成本/万元	测试产量/10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>
CD-1HF 井	28	4.5	55	0.96	54657	4074	2423	7.5
CD-3HF 井	35	3.1	49	0.86	36562	3677	1863	3.1
ZD1 井	31	4.1	52	1.00	43570	4506	2609	3.6
PS 区块	30	3.4	45	1.03	46637	2108	2612	2.5
DS 区块	27	3.2	41	1.08	40326	1568	2568	3.4
LW 区块	35	4.9	63	1.08	34139	2207	2493	3.8

## 5 结论

1) 川东南盆缘常压页岩气储层受构造运动频繁影响,裂缝相对发育,保存条件较差,压后初产较低,产量递减快,对降本增效型压裂技术有较强需求。

2) 目前常压页岩气压裂工艺主要以少段多簇密切割、暂堵转向、中高强度改造为主,逐渐向低成本、多级暂堵及提高有效改造体积等方面转变。压裂成本逐步接近国内商业开发的页岩气压裂成本,但仍然无法满足高效经济开发需求,需要进一步优化压裂成本并提高压裂改造效果。

3) 多级固井滑套压裂技术是常压页岩气降本增效的重要突破口之一,建议扩大现场试验,促进技术体系的完善,以推动常压页岩气规模化经济开发。

4) 套管固井桥塞分段压裂完井模式降本难度较大,需从管理、施工及材料等方面进行优化。

5) 针对 ZD 地区常压页岩气储层形成的低成本高效压裂关键技术参数具有较好的应用效果,建议推广使用。

## 参考文献 (References)

- [1] 赵文智, 贾爱林, 位云生, 等. 中国页岩气勘探开发进展及发展展望[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 31-44.
- [2] 郭旭升, 胡东风, 段金宝. 中国南海相油勘探展望[J]. 石油实验地质, 2020, 42(5): 675-686.
- [3] 方志雄. 中国南方常压页岩气勘探开发面临的挑战及对策[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(5): 1-13.
- [4] 聂海宽, 汪虎, 何治亮, 等. 常压页岩气形成机制、分布规律及勘探前景: 以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例[J]. 石油学报, 2019, 40(2): 131-143, 164.
- [5] 彭勇民, 龙胜祥, 何希鹏, 等. 彭水地区常压页岩气储层特征及有利区评价[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(5): 12-19.
- [6] 段承琏, 魏风玲, 魏瑞玲, 等. 彭水区块常压页岩气高效排采技术研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(1): 64-70, 112.
- [7] 何希鹏, 齐艳平, 何贵松, 等. 渝东南构造复杂区常压页岩气富集高产主控因素再认识[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(5): 32-39.
- [8] 何希鹏, 张培先, 房大志, 等. 渝东南彭水—武隆地区常压页岩气生产特征[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(5): 72-79.
- [9] Galchenko R. Completion and stimulation trends in North

- American unconventional plays and resulting impact on well productivity[J]. *Drilling Engineering*, 2021, 48(10): 1-12.
- [10] 夏永江, 于荣泽, 卞亚南, 等. 美国 Appalachian 盆地 Marcellus 页岩气藏开发模式综述[J]. *科学技术与工程*, 2014, 14(20): 152-161.
- [11] 高世葵, 朱文丽, 殷诚. 页岩气资源的经济性分析: 以 Marcellus 页岩气区带为例[J]. *天然气工业*, 2014, 34(6): 141-148.
- [12] 郭彤楼, 蒋恕, 张培先, 等. 四川盆地外围常压页岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(5): 837-845.
- [13] 付永红, 蒋裕强, 董大忠, 等. 渝西区块页岩气储集层微观孔-缝配置类型及其地质意义[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(5): 916-927.
- [14] 苟启洋, 徐尚, 郝芳, 等. 基于成像测井的泥页岩裂缝研究: 以焦石坝区块为例[J]. *地质科技通报*, 2020, 39(6): 193-200.

## Fracturing technology development status and high efficiency fracturing technology on normal hydrostatic pressure shale gas

LIU Hu<sup>1</sup>, ZUO Luo<sup>2,3\*</sup>, YIN Decan<sup>1</sup>, JIANG Tingxue<sup>2,3</sup>, DUAN Hua<sup>1</sup>, WANG Haitao<sup>2,3</sup>

1. Sinopec Exploration Company, Chengdu 610041, China

2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 102206, China

3. SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering Co., Ltd., Beijing 102206, China

**Abstract** In view of the problems of poor development effect, unclear understanding of multi-cluster fracturing equilibrium expansion control and temporary plugging mechanism, and low-cost and high-efficiency fracturing technology system that has not yet been formed in the economic development of normal hydrostatic pressure shale gas, and based on reservoir characteristics and technology development status, low-cost and high-efficiency fracturing technology countermeasures for normal hydrostatic pressure gas are carried out. The results present that low cost, dense clusters, multi-stage temporary plugging, high-strength continuous pumping sand and increasing ESRV are the directions for continuous optimization of high-efficiency fracturing technology for normal hydrostatic pressure shale gas. Optimizing fracturing cost composition and applying new technologies are effective ways to reduce costs and enhancing production. The cluster spacing has a great influence on the fracturing effect, and the recommended range is 5-10 m. Plugging in the middle and early stage and increasing the plugging times can improve the temporary plugging effect. The higher the stress difference, the more times the temporary plugging is required to increase SRV. To improve the plugging effect, the beneficial time for plugging agent injection is in the middle of the construction for reservoirs with natural fractures density more than 0.5 fracture/m, while the beneficial time is in the early stage of construction for reservoirs with natural fractures density less than 0.5 fracture/m. Temporary plugging agent with particle size smaller than 40/70 mesh, fracturing fluid with viscosity greater than 12mPa·s, and pumping rate greater than 12m<sup>3</sup>/min with volume fraction less than 0.1 can enhance plugging fracturing effect. The quartz sand combination of 140/200 mesh (10%) + 70/140 mesh (30%) + 40/70 mesh (60%) and the ratio of sand and liquid greater than 7% are recommended to reduce the cost and to increase the production.

**Keywords** shale; normal hydrostatic pressure shale gas; fracturing technology ●



(责任编辑 刘志远)