∢油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2020073

川南深层页岩气水平井体积压裂关键技术

曾 波^{1,2}, 王星皓^{1,2}, 黄浩勇^{1,2}, 张柟乔¹, 岳文翰¹, 邓 琪¹

(1. 中国石油西南油气田分公司页岩气研究院,四川成都 610051; 2. 页岩气评价与开采四川省重点实验室,四川成都 610051)

摘 要:针对川南深层页岩气水平井压裂技术不成熟、关键参数不合理和压裂后单井产量低的问题,在综合分析 已压裂井压裂效果的基础上,结合川南深层页岩储层地质工程特点,以提高缝网复杂程度、增大裂缝改造体积、维持裂 缝长期导流能力为核心,采用室内试验与数值模拟相结合的方式,优化了压裂工艺和关键参数,形成了以"密切割分 段+短簇距布缝、大孔径等孔径射孔、大排量低黏滑溜水加砂、高强度小粒径组合支撑剂、大规模高强度改造"为主的 深层页岩气水平井体积压裂关键技术。Z3 井应用该技术后,获得了 21.3×10⁴ m³/d 的产气量,较同区块未用该技术的 井提高1倍以上;川南地区多口深层页岩气水平井应用该技术后获得高产,说明该技术有较好的适应性,可推广应 用。川南深层页岩气水平井体积压裂关键技术为3 500~4 500 m 页岩气资源的有效动用奠定了基础。

关键词:页岩气;水平井;体积压裂;复杂缝网;压裂工艺;川南地区

中图分类号: TE357.1 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2020)05-0077-08

Key Technology of Volumetric Fracturing in Deep Shale Gas Horizontal Wells in Southern Sichuan

ZENG Bo^{1,2}, WANG Xinghao^{1,2}, HUANG Haoyong^{1,2}, ZHANG Nanqiao¹, YUE Wenhan¹, DENG Qi¹

(1. Shale Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu, Sichuan, 610051, China; 2. Sichuan Key Laboratory of Shale Gas Evaluation and Exploitation, Chengdu, Sichuan, 610051, China)

Abstract: There are persistent problems of immature fracturing technology, unreasonable key parameters, and low production of single well after fracturing in deep shale gas horizontal wells in Southern Sichuan. This paper introduces a process for optimizing the fracturing process and key parameters based on laboratory evaluation and numerical simulation by combining the geological engineering characteristics of deep shale reservoirs in Southern Sichuan through comprehensive analysis of fracturing effect of fractured wells. It focuses on improving the complexity of fracture networks, increasing the volume of fracturing for deep shale gas horizontal wells that focuses on "dense stage+short cluster spacing, equal-holesize large hole perforation, sand fracturing with low viscosity slick water at high pumping rate, high strength proppant with small particle size combinations, and large-scale fracturing with high-strength" is formed. After the application of this technology in Well Z3, its production achieved the rate of $21.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, which doubled and even more than that of wells with normal fracturing methods in the same block. In addition, high-yield production was achieved in several gas wells by applying this technology in deep shale gas horizontal wells in Southern Sichuan. This demonstrated that the technology has good adaptability and can be widely used. The successful application of this key technology in Southern Sichuan has laid a foundation for effective development of shale gas resources with depth around 3 500–4 500 m in Southern Sichuan.

Key words: shale gas; horizontal well; volumetric fracturing; complex fracture network; fracturing technology; southern Sichuan area

四川盆地页岩气资源丰富,是目前中国最主要的 页岩气勘探开发盆地^[1-2]。川南地区五峰组—龙马 溪组埋深4500m以浅的优质页岩可工作面积超过 2×10⁴km²,地质资源量超过10×10¹²m^{3[3]}。经过十余年 的持续攻关研究,目前已实现长宁—威远、昭通等 地区中深层(埋深3500m以浅)五峰组—龙马溪组 页岩气的规模效益开发;但从资源分布情况看,深 层(埋深3500~4500m)页岩气资源量更大^[4]。资

收稿日期:2019-08-20;改回日期:2020-06-16。

作者简介:曾波(1982—),男,四川德阳人,2005年毕业于成 都理工大学资源勘查工程专业,2015年获西南石油大学石油与天然 气工程专业工程硕士学位,高级工程师,主要从事储层改造工艺研 究与现场应用工作。E-mail: zeng_bo@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项"长宁—威远页岩气开发示范工程"(编号:2016ZX05062)、中国石油天然气股份有限公司重大科技专项"西南油气田天然气上产300亿立方米关键技术研究与应用"(编号:2016E-06)、中国石油集团公司重大现场试验"深层页岩气有效开采关键技术攻关与试验"(编号:2019F-31)资助。

料统计表明,川南深层页岩气资源量占4500m以 浅可工作有利区资源量的86%,是今后一段时期内 页岩气持续上产和稳产的主要区域。然而,与中浅 层页岩储层相比,深层页岩气井施工压力高、作业 难度大,压裂效果不理想,难以实现效益开发。如 何针对川南深层页岩气井的地质特征和工程难点, 优选压裂参数,形成适宜的压裂工艺,提高体积改 造的有效性,是破解难题的关键。为此,笔者分析 了川南深层页岩气井现有压裂技术存在的不足,并 结合最新室内试验结果,应用数值模拟方法分析了 深度对改造效果的影响规律,提出了技术对策,现 场应用取得了很好的效果,为川南深层页岩气井单 井产量取得突破提供了技术支撑。

1 深层页岩气压裂难点

1.1 深层页岩气压裂技术难点分析

深层页岩气在川南大面积连片分布,深层与中 深层(五峰组—龙马溪组)页岩气储层主要地质参 数、工程参数的对比结果分别见表1和表2。

表 1 川南深层与中深层(五峰组—龙马溪组)页岩气 储层主要地质参数对比

Table 1	Comparison of main geological parameters between deep						
	and	medium-deep	shale	gas	reservoirs	in	Southern
	Sich	uan (Wufeng–L	ongma	xi Fo	rmations)		

业氏会粉	页岩气储层					
地质参数	中深层区块1	中深层区块2	深层			
构造背景	平缓向斜和低缓斜坡为主		低陡构造和低 褶构造为主			
压力系数	1.2~1.7	1.2~2.1	1.7~2.2			
优质页岩储层厚度/m	25~35	20~45	25~65			
孔隙度,%	3.5~7.0	5.0~10.2	2.8~8.0			
总有机碳含量,%	3.6~4.4	3.6~4.4 3.4~3.8				
总含气量 $/(m^3 \cdot t^{-1})$	3.5~7.0	3.5~7.0	4.0~6.5			
干酪根类型	Ι	I–II ₁	Ι			
热成熟度,%	2.4~3.5	1.8~2.6	2.0~3.6			
脆性矿物含量,%	63~77	55~80	50~80			
构造复杂程度	较复杂	较简单	复杂			
层理发育情况	发育	发育	较发育			
天然裂缝发育程度	较发育	较发育	较发育			

由表1和表2可知,川南深层页岩气储层品质 较好,具有高杨氏模量、低泊松比特征,页岩脆性较

表 2 川南深层与中深层(五峰组—龙马溪组)页岩气 储层主要工程参数对比

 Table 2
 Comparison of main engineering parameters between deep and medium-deep shale gas reservoirs in Southern Sichuan (Wufeng-Longmaxi Formations)

工和会粉	页岩气储层					
上 性	中深层区块1	中深层区块2	深层			
地层温度/℃	87~110	72~133	110~145			
闭合应力/MPa	45~50	54~69	80~95			
应力差/MPa	13	18	15~25			
应力梯度/(MPa·m ⁻¹)	0.023	0.023	0.022~0.024			
杨氏模量/GPa	26~45	20~33	32~45			
泊松比	0.18~0.22	0.19~0.28	0.20~0.25			
抗压强度/MPa	240~265	189~202	330~388			

好,有利于体积压裂。但随着埋藏深度增加,温度 和压力增大:闭合应力普遍为80~95 MPa,应力差 增大到15~25 MPa,导致复杂缝网的形成难度加 大;同时,岩石抗压强度显著增大,压裂施工难度增 大;地层温度普遍在120~150℃,部分区域达到150℃ 以上,对配套设施设备提出了更高要求。

1.2 现有压裂技术的不足

2009年,中国石油与国外公司在川南富顺—永 川区块联合进行页岩气评价开发,主要目的层为五 峰组—龙马溪组,页岩气储层平均埋深约3650m, 压裂后单井平均测试产量仅12×10⁴m³/d左右,单井 平均估计最终可采储量(estimated ultimate recovery, EUR)为0.24×10⁸m³,效果不够理想,未能实现效益 开发。结合川南深层已压裂页岩气水平井的压裂施 工参数(见表3),分析认为压裂工艺主要存在4方 面的不足:

1)完井管柱及井口装置不能满足高泵压大排量 压裂的需求。已压裂井主要采用 Ø127.0 mm 套管完 井,井口装置及高压管线的压力等级均为 105 MPa, 现场施工排量普遍较低(7.5~12.0 m³/min),施工泵 压高(普遍为 90~95 MPa),未实现大排量延伸裂 缝、增大改造体积的目的。

2)单段改造规模小,导致形成复杂缝网的物质 基础不足。单段液量规模小,一般为800~1500 m³, 用液强度低,普遍在9~15 m³/m,形成较大裂缝改造 体积的物质基础不足;低排量与小规模液量的不利 影响相互叠加,进一步加剧了压裂改造体积小的 问题。

	rable 5 - rracturing technology parameters of fractured shale gas norizontal wens in Southern Stelluan									
井号	压裂段长/m	施工排量/(m ³ ·min ⁻¹)	段间距/m	簇间距/m	加砂强度/(t·m ⁻¹)	用液强度/ $(m^3 \cdot m^{-1})$	胶液比,%			
T1	624	11.0	125	25	1.13	11.8	38.8			
L1	479	10.5	96	21	2.01	15.1	35.7			
Y1-H2	846	11.3	94	19	2.18	13.6	45.6			
G5-H1	1 010	11.9	101	35	0.44	10.1	8.9			
G2-H1	1 120	9.7	102	36	1.32	8.8	45.6			
D1-H1	1 266	7.5	115	40	0.54	7.0	48.1			
D2-H1	1 469	10.7	98	36	1.36	11.6	66.7			
D2-H2	650	8.4	130	38	1.01	11.4	61.9			
Y3-H2	1 490	10.2	106	32	1.65	12.5	88.0			
Ti1-H1	1 542	10.8	110	35	1.49	13.2	60.5			
H201-H1	1 386	10.4	107	35	1.81	12.1	67.9			
Y2-H1	540	9.9	108	34	1.26	9.1	63.9			
Y2-H2	1 040	8.8	104	35	1.17	8.9	68.3			
T2-H2	970	9.6	75	25	1.44	7.2	62.1			

表 3 川南深层已压裂页岩气水平井的压裂工艺参数

able 3 Fracturing technology parameters of fractured shale gas horizontal wells in Southern Sichuan

3)分段段长且射孔簇数少,不利于簇间资源充分 动用。分段段长普遍大于100m,段间距普遍大于30m, 无法充分发挥压裂过程中的应力干扰作用,簇间裂 缝复杂程度不高,无法实现段间资源的充分动用。

4) 压裂液主要为高黏液体,不利于形成复杂缝 网。为维持深层高闭合压力条件下的裂缝导流能 力,大量采用胶液甚至冻胶携砂提高加砂量,胶液 比平均达到 54%,最高可达 88%,虽然提高了加砂 量,加砂强度平均达到近 1.4 t/m,但高黏液体不利于 在高脆性储层中形成复杂缝网。

2 体积压裂关键技术

近年来,随着非常规油气尤其是页岩气的规模 开发,体积改造技术蓬勃发展^[5-6]。针对川南深层 页岩气储层具有应力和应力差高的特征,认为应优 选压裂工艺和优化施工参数,以提高裂缝复杂程 度、扩大裂缝波及体积和维持裂缝长期导流能力, 实现体积压裂并提高有效性,从而达到效益开发的 目的。基于此,研究形成了以"密切割分段+短 簇距布缝、大孔径等孔径射孔、大排量低黏滑溜水 加砂、高强度小粒径组合支撑剂和大规模高强度 改造"为核心的深层页岩气水平井体积压裂关键 技术。

2.1 "电缆泵送桥塞+分簇射孔"工艺

当前国内深层页岩气勘探开发尚处于起步阶段,施工经验不足,应选择国外成熟可靠的工艺,以确保施工成功为首要条件。

为降低压裂施工中的井筒摩阻,满足大排量施 工需要,汲取早期经验教训,川南深层页岩气水平 井主要以 ø139.7 mm 套管作为完井管柱。

以北美为代表的页岩油气开发过程中,"电缆 泵送桥塞+分簇射孔"工艺占有绝对主导地位,工 艺成熟;川南中深层页岩气规模效益开发过程中, 大量应用了该工艺。因此,川南深层页岩气水平井 压裂作业时首选"电缆泵送桥塞+分簇射孔"工艺。

受垂深增大的影响,深层页岩气水平井井深普 遍在5500m以深,部分井的井深甚至超过6000m, 给连续油管作业带来挑战。首段压裂通道的建立, 成为深层页岩气水平井压裂的关键环节。对于地层 倾角不大且井眼轨迹光滑的井或下倾井,首段可选 用连续油管进行射孔作业,连续油管下入过程中可 配合使用金属减阻剂,以延伸下入深度;对于井眼 轨迹不够平滑的井或上倾井,连续油管无法满足首 段射孔要求,可考虑采用套管启动滑套或电缆带爬 行器建立首段压裂通道。

2.2 密切割分段+短簇距布缝

当前提高页岩气单井产量的普遍做法是:增加

单井水平段裂缝数量、缩短裂缝间距以增强应力阴 影效应^[7],利用应力干扰促使裂缝更加复杂^[8-10]。总 结北美页岩气水平井压裂分段分簇的变化趋势,发 现其正朝着段长更短、簇数更多的方向发展^[11]。以 Haynesville 为例, 2011 年段长主要为 90~120 m, 簇 间距 20~30 m; 2012 年以后段长和簇间距逐年缩 短,2016年段长主要为30~60 m,簇间距6~15 m, 且段长 50~60 m 的分段普遍采用暂堵转向工艺。 川南中深层采用"密切割分段+短簇距布缝"工艺 后,单井产量和 EUR 得到了提高,多口井的测试产 量超过了 40×10⁴ m³/d, 证明该工艺对川南高应力差 页岩储层具有较好的适应性。深层页岩气区块的应 力差较中深层更大,大型物理模拟试验结果表明. 同等条件下,随着应力差变大,裂缝复杂程度降低, 裂缝形态由发散状逐渐变为条束状,这将导致单缝 的覆盖宽度变窄。因此, 缩短簇间距、缩小气体由 基质向裂缝的流动距离、减小单缝与单缝之间未充 分改造区域,是提高单井产量和储量动用率的必要 途径。为保证段内各簇均匀起裂,当前主要以3簇 为主,单段长度 50~55 m。为提高裂缝复杂程度, 部分段配合使用暂堵转向工艺。

2.3 大孔径等孔径射孔

深层页岩储层岩性致密、应力高、抗压强度大, 导致施工破裂压力高、难度大,降低破裂压力和施 工压力对提高压裂成功率非常关键。在相同注入条 件下,射孔孔眼直径与孔眼摩阻呈负相关关系^[10]。 增大射孔孔眼直径,可以降低破裂压力和施工难 度,对深层页岩气压裂施工有重要意义。

另外,水平井在进行分簇射孔作业时,射孔管串 受重力作用的影响,在套管内不能完全居中;常规 射孔存在套管上射孔孔眼大小不规则的缺陷——贴 近套管壁一侧的射孔孔眼直径大,远离套管壁的一 侧射孔孔眼直径小,大小不一的射孔孔眼,会影响 各射孔孔眼的液体注入量,进而影响压裂施工和改 造效果。如采用等孔径射孔工艺,套管上各射孔孔 眼的直径基本一致,能有效降低这种影响。为深入 研究不同射孔工艺对射孔孔眼带来的影响,选用 \$89.0 mm 射孔枪对 \$139.7 mm 的套管进行射孔模拟 试验,结果见表 4。

由表4可知,相比常规射孔工艺,等孔径射孔工 艺在套管壁上的射孔孔眼直径基本一致,孔径偏差 率(孔径标准偏差与孔径平均值的比值)仅3.25%, 远低于常规射孔工艺的20.35%,说明等孔径射孔工 艺有助于各射孔孔眼均匀进液,确保改造效果。

	表 4	常规射孔与等孔径射孔射孔参数对比	
Table 4	Com	parison of perforation parameters between conv	en-
	tiona	al penetration and equal-holesize penetration	

htt Protection	孔彳	조/mm	孔面积/mm ²		
相位用/(°)	常规射孔	等孔径射孔	常规射孔/	等孔径射孔	
0	12.7	10.1	126.67	80.12	
60	10.1	9.9	80.12	76.98	
120	8.1	10.2	51.53	81.71	
180	7.5	9.4	44.18	69.39	
240	8.2	9.5	52.81	70.88	
300	9.9	9.9	76.98	76.98	

2.4 大排量低黏滑溜水加砂

岩石脆性是页岩储层选择压裂液的重要依据, 国外学者为此建立了脆性和裂缝形态的关系图^[12]。 川南中深层页岩储层试验分析结果表明,岩石脆性 矿物含量高、脆性指数大,宜采用以滑溜水为主体 的压裂液^[13];现场微地震监测结果也证实,采用低 黏滑溜水,可形成复杂缝网。川南深层页岩储层矿 物组分分析结果表明,脆性矿物含量普遍大于 60%,高脆性特征明显,且敏感性弱(见表 5),因此 压裂液首选低黏滑溜水。

表 5 川南深层页岩气井目的层敏感性评价试验结果 Table 5 Results of sensitivity evaluation test for target layers of deep shale gas wells in Southern Sichuan

井号	液体体系	毛细管吸收时间比值	线性膨胀率,%
Z2	滑溜水	1.17	1.77
	线性胶	1.21	2.12
T 2	滑溜水	1.12	1.59
Lu3	线性胶	1.21	1.46
Z3	滑溜水	1.30	2.98
	线性胶	1.85	2.60
Zi2	滑溜水	0.83	0.53
H2	滑溜水	1.20	1.02

净压力是形成复杂缝网的关键,而大排量施工是 获得高净压力最直接、最有效的途径。采用低黏滑溜 水加砂,支撑剂受重力影响会快速沉降,必须依靠大 排量才能将支撑剂输送至裂缝远端,实现对分支缝、 微缝的多级支撑;大排量还能增大裂缝宽度,有助于 支撑剂通过缝口进入地层,降低砂堵风险;对于天然 裂缝发育的地层,大排量施工还能降低因天然裂缝滤 失带来的施工风险。此外,基于"压裂排量越高,射 孔孔眼的限流作用越好"^[14]的认识,在采用大孔径射 孔工艺时,增大施工排量可以发挥孔眼的限流作用, 实现多缝开启与扩展。川南长宁、威远地区中深层的 应力差在12~18 MPa,采用12~14 m³/min 的施工排 量,通过分析停泵压力和最小水平主应力可知,施工 过程中获得的净压力普遍高于应力差值^[15],满足形成



(a) 排量 12 m³/min, 改造体积 1 814×10⁴ m³, 净压力15 MPa



(c) 排量 16 m³/min, 改造体积 1 931×10⁴ m³, 净压力22 MPa

复杂缝网的条件。而深层页岩气井应力差更高,普遍 在 20 MPa 以上,部分井超过了 25 MPa。要克服高应 力差,需要采用比中深层更大的排量进行压裂,以使 施工过程中的净压力足以克服水平应力差。

基于川南深层典型井的基础地质参数建立模型,对不同施工排量所能获得的净压力和改造体积进行了模拟,结果见图1。



(b) 排量 14 m³/min,改造体积 1 908×10⁴ m³,净压力17 MPa







Fig.1 Simulation results of stimulated reservoir volume (SRV) and net pressure at different pumping rates

由图 1(a)~图 1(c)可知:随着排量持续增大, 净压力和改造体积也不断增大;当排量为 12 m³/min 时,储层改造体积 1 814×10⁴ m³,净压力 15 MPa;当 排量为 16 m³/min 时,储层改造体积 1 931×10⁴ m³,净 压力 22 MPa。基于这一认识,川南深层施工排量应 不低于 14 m³/min,现场具备条件时要达到 16 m³/min 以上。但需要注意的是,施工排量过大,可能会突 破纵向上的应力遮挡,使裂缝进入非优质页岩储层 段,储层内改造体积反而减小(见图 1(d))。

2.5 高强度小粒径组合支撑剂

随着埋藏深度加深, 井底闭合压力不断增大, 深层页岩气井选择支撑剂时应更加重视其强度性能。试验数据表明, 川南深层页岩气井的最小水平应力梯度一般在 0.022 MPa/m 左右, 部分井超过 0.024 MPa/m, 折算井底闭合压力普遍在 80 MPa 以上, 根据压裂支撑剂选择标准, 应采用高强度抗破碎支撑剂。

裂缝宽度与液体黏度呈正相关关系,与杨氏模 量呈负相关关系。川南深层页岩气井压裂面临储 层杨氏模量高和采用滑溜水压裂缝宽受限的问 题。因此,为利于支撑剂顺利通过缝口并在缝内 顺利输送,确保施工成功,应采用小粒径支撑剂。 目前,川南深层页岩气水平井压裂作业时一般选 用 70/140 目和 40/70 目组合支撑剂(以 40/70 目为 主),其中 70/140 目支撑剂主要用于打磨孔眼、降 低压裂液滤失量和支撑微缝,40/70 目支撑剂主要 用于支撑分支缝和主缝。

2.6 大规模高强度改造

随着埋藏深度增大,裂缝往远端扩展受到限制, 改造体积小。采用数值模拟方法模拟埋深对压裂改 造体积的影响,结果如图2所示(改造参数:压裂液 1800 m³,加砂量120 t,排量12 m³/min)。

由图 2 可知,储层埋深从 2 500 m 增至 4 000 m 时,最小水平主应力从 54 MPa 增大至 90 MPa,相同



图 2 不同埋深下的储层改造体积模拟结果 Fig.2 Simulation results of SRV under different buried depths

改造参数条件下储层改造体积由 1 814×10⁴ m³ 降至 1 049×10⁴ m³,显著影响了改造效果,即随着埋深 加深,最小水平主应力增大,储层改造体积不断 减小。因此,要获得足够大的改造体积,就要适当 提高改造强度。目前深层页岩气水平井主要采用 40 m³/m 用液强度进行压裂,较中深层以浅页岩气井 提高 15%~30%。

高闭合应力条件下,必须考虑支撑剂的嵌入问题。因此,分别选取川南2个典型深层页岩气区块的岩心进行支撑剂嵌入试验。目标层埋深3800~4000m,通过三维激光扫描获取岩心裂缝表面数字化形态,定量分析支撑剂嵌入深度。Z2井岩心支撑剂嵌入试验结果表明,支撑剂有较明显的嵌入现象,最大嵌入深度为0.787mm,最小嵌入深度为0.004mm,平均嵌入深度为0.159mm(见图3);L4井岩心支撑剂嵌入试验结果表明,支撑剂嵌入现象明显,最大嵌入深度为1.357mm,最小嵌入深度为0.014mm,平均嵌入深度为0.611mm(见图4)。

试验发现,支撑剂进入地层后,受高闭合应力 带来的嵌入影响,裂缝导流能力会降低;此外,受 泥页岩水化作用影响^[16],裂缝面与压裂液长期接触 后,在后期生产中可能会加剧支撑剂的嵌入。采 用大粒径或小粒径支撑剂并保证缝内有足够的支 撑剂铺置^[17],是确保压裂后裂缝导流能力的2种途



图 3 Z2 井岩心嵌入支撑剂后表面变化情况

Fig. 3 Changes of core surface after proppant is embedded in Well Z2





径。但深层页岩气井压裂时,采用大粒径支撑剂 会大幅增加砂堵风险,因此首先选用小粒径支撑 剂、并提高支撑剂铺置浓度。深层页岩气水平井 加砂难度整体较大,长期高压导致现场压裂过程 中砂堵频繁发生,考虑高闭合应力、支撑剂嵌入和 支撑剂破碎等因素影响以及对裂缝导流能力的需 求,现场实施过程中具备条件时应多加砂,以降低 压裂后裂缝失效的风险;但需要注意的是,加砂过 多会出现支撑剂多层分布,而多层分布并不能显 著提高压裂裂缝的导流能力,既不经济,又增加了 施工风险。

2.7 可溶桥塞分段+助溶剂助溶

为满足后期生产测井、排水采气等工艺措施的 施工要求,压裂后井筒全通径是页岩气水平井体积 压裂发展的主流方向,采用速钻桥塞和可溶桥塞分 段均可达到此目的。但由于川南深层页岩气水平井 井深普遍超过5500m,受井眼轨迹、地层倾角等因 素影响,压裂后采用连续油管钻塞易发生自锁,导 致桥塞钻磨难度大,因此,不宜在深层页岩气井大 规模使用速钻桥塞。经过近年来的持续完善,可溶 桥塞的性能、可靠性不断提高,具有分隔可靠、压裂 后无需钻磨等优势。因此,深层页岩气水平井主要 采用耐高温可溶桥塞分段,同时,为加快可溶桥塞 的溶解速度,可注入助溶剂助溶,以确保可溶桥塞

3 现场应用

自 2018 年开始, 川南等深层页岩气有利区应 用了深层页岩气水平井体积压裂关键技术, 多口 井先后获得了高产工业气流, 技术适应性、有效性 已得以证明。该技术也成为支撑川南深层页岩气 勘探评价由点突破向面突破转变的核心技术 之一。

Z1-1 井和 Z3 井是川南深层页岩气评价井, 相距约 17 km, 均采用 Ø139.7 mm 套管完井, 分别于 2017 年 和 2019 年完成压裂试气。Z1-1 井储层埋深约 4 300 m, 完钻井深6038m, I类储层钻遇率约95%, 压裂段 长1468 m; Z3 井储层埋深约4100 m, 完钻井深 5742 m, I 类储层钻遇率 100%, 压裂段长 1380 m。 Z1-1 井和 Z3 井的总有机碳含量、总含气量、孔隙度、 脆性指数和应力差等主要地质参数相近(见表 6), 但 Z1-1 井采用之前的压裂工艺压裂, 地面微地震监 测全井改造体积仅 2 800×10⁴ m³(见图 5), 单段裂缝 形态具有条带状特征,压裂后测试产气量仅 10.56×10⁴ m³/d; Z3 井采用了深层页岩气水平井体积 压裂关键技术,地面微地震监测全井改造体积约 $6200 \times 10^4 \text{ m}^3$ (见图 6), 压裂裂缝形态发散, 缝网特 征明显, 压裂后测试产气量 21.3×10⁴ m³/d, 应用效果 显著。

井号	总有机碳 含量,%	总含气量/ (m ³ ·t ⁻¹)	孔隙度, %	脆性指 数,%	应力差/ MPa	分段长度/ m	液体类型	施工排量/ (m ³ ·min ⁻¹)	加砂强度/ (t·m ⁻¹)	用液强度/ (m ³ ·m ⁻¹)	测试产量/ (10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)
Z1-1	4.1	4.3	5.6	74.5	13~16	60~70	滑溜水+胶液	10~12	1.38	32	10.56
Z3	4.3	5.2	5.4	72.4	17~19	50~55	滑溜水为主	15~17	1.75	42	21.30

表 6 Z1-1 井与 Z3 井关键参数对比 Table 6 Comparison of key parameters between Well Z1-1 and Well Z3





Fig. 5 Microseismic results of Well Z1-1



图 6 Z3 并微地震成果 Fig. 6 Microseismic results of Well Z3

4 结论与建议

1)川南深层页岩气储层品质好, 脆性矿物含量 高, 具有高杨氏模量、低泊松比特征, 有利于形成复 杂缝网。但与中深层相比, 其岩石抗压强度和闭合 应力高、应力差大, 压裂形成复杂缝网的难度大。 因此, 采用之前的压裂技术, 存在工艺参数针对性 不强、改造体积小、裂缝复杂程度低等问题, 导致压 裂效果不理想。

2)从提高裂缝复杂程度、增大改造体积、维持裂 缝长期导流能力出发,通过优选压裂工艺和优化压裂 参数,形成了以"密切割分段+短簇距布缝、大孔径等 孔径射孔、大排量低黏滑溜水加砂、高强度小粒径组 合支撑剂、大规模高强度改造"为主的深层页岩气水 平井体积压裂关键技术,提高了体积改造的有效性。

3)目前深层页岩气水平井体积压裂关键技术仍 处于探索试验阶段,主要应用于勘探评价井,部分 压裂关键参数(如射孔孔数、簇数、簇间距、段长、 改造强度等)尚未纳入井组开发的范畴内进行优 化。因此,后续应针对不同区块的地质、工程参数, 以获得技术与经济的最优组合为目标,应用地质、 工程一体化手段,开展川南深层页岩气水平井体积 压裂技术研究。

参考文献

References

- 董大忠,施振生,管全中,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气 勘探进展、挑战与前景 [J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 67-76.
 DONG Dazhong, SHI Zhensheng, GUAN Quanzhong, et al. Progress, challenges and prospects of shale gas exploration in the Wufeng-Longmaxi reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 67-76.
- [2] 伍贤柱.四川盆地威远页岩气藏高效开发关键技术 [J]. 石油钻探 技术, 2019, 47(4): 1–9.
 WU Xianzhu. Key technologies in the efficient development of the Weiyuan shale gas reservoir, Sichuan Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(4): 1–9.
- [3] 马新华,谢军.川南地区页岩气勘探开发进展及发展前景 [J]. 石 油勘探与开发, 2018, 45(1): 161–169.
 MA Xinhua, XIE Jun. The progress and prospects of shale gas exploration and exploitation in Southern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 161–169.
- [4] 冯国强,赵立强,卞晓冰,等.深层页岩气水平并多尺度裂缝压裂 技术[J].石油钻探技术,2017,45(6):77-82.
 FENG Guoqiang, ZHAO Liqiang, BIAN Xiaobing, et al. Multiscale hydraulic fracturing of horizontal wells in deep shale gas plays[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 77-82.
- [5] 吴奇, 胥云, 王腾飞, 等. 增产改造理念的重大变革: 体积改造技 术概论 [J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 7-12.
 WU Qi, XU Yun, WANG Tengfei, et al. The revolution of reservoir

stimulation: an introduction of volume fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 7–12.

- [6] 吴奇, 胥云, 王晓泉, 等. 非常规油气藏体积改造技术: 内涵、优化 设计与实现 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 352–358.
 WU Qi, XU Yun, WANG Xiaoquan, et al. Volume fracturing technology of unconventional reservoirs: connotation, optimization design and implementation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 352–358.
- [7] 曾顺鹏,张国强,韩家新,等. 多裂缝应力阴影效应模型及水平并 分段压裂优化设计[J]. 天然气工业, 2015, 35(3): 55-59.
 ZENG Shunpeng, ZHANG Guoqiang, HAN Jiaxin, et al. Model of multi-fracture stress shadow effect and optimization design for staged fracturing of horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 55-59.
- [8] NAGEL N, ZHANG F, SANCHEZ-NAGEL M, et al. Stress shadow evaluations for completion design in unconventional plays[R]. SPE 167128, 2013.
- [9] 邓燕, 尹建, 郭建春. 水平井多段压裂应力场计算新模型 [J]. 岩土 力学, 2015, 36(3): 660–666. DENG Yan, YIN Jian, GUO Jianchun. A new calculation model for stress field due to horizontal well staged fracturing[J]. Rock and Soil Mechanics. 2015. 36(3): 660–666.
- [10] 吴奇, 胥云, 张守良, 等. 非常规油气藏体积改造技术核心理论与 优化设计关键 [J]. 石油学报, 2014, 35(4): 706-714.
 WU Qi, XU Yun, ZHANG Shouliang, et al. The core theories and key optimization designs of volume stimulation technology for unconventional reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(4): 706-714.
- [11] CADOTTE R J, WHITSETT A, SORRELL M, et al. Modern completion optimization in the Haynesville Shale[J]. SPE 187315, 2017.
- [12] 付永强, 马发明, 曾立新, 等. 页岩气藏储层压裂实验评价关键技术
 [J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 51–54.
 FU Yongqiang, MA Faming, ZENG Lixin, et al. Key techniques of experimental evaluation in the fracturing treatment for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 51–54.
- [13] 杨建, 付永强, 陈鸿飞, 等. 页岩储层的岩石力学特性 [J]. 天然气 工业, 2012, 32(7): 12-14.
 YANG Jian, FU Yongqiang, CHEN Hongfei, et al. Rock mechanical characteristics of shale reserviors[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(7): 12-14.
- [14] 李勇明,陈曦宇,赵金洲,等.射孔孔眼磨蚀对分段压裂裂缝扩展 的影响 [J]. 天然气工业, 2017, 37(7): 52–59.
 LI Yongming, CHEN Xiyu, ZHAO Jinzhou, et al. Influence of perforation erosion on multiple growing hydraulic fractures in multistage fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(7): 52–59.
- [15] 谢军.关键技术进步促进页岩气产业快速发展:以长宁—威远国 家级页岩气示范区为例[J].天然气工业,2017,37(12):1-10. XIE Jun. Rapid shale gas development accelerated by the progress in key technologies: a case study of the Changning-Weiyuan National Shale Gas Demonstration Zone[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(12): 1-10.
- [16] 刘厚彬,孟英峰,李皋,等. 泥页岩水化作用对岩石强度的影响 [J]. 钻采工艺, 2010, 33(6): 18–20. LIU Houbin, MENG Yingfeng, LI Gao, et al. Theoretical simulation and experimental evaluation of the effect of hydration on the shale rock strength[J]. Drilling & Production Technology, 2010, 33(6): 18–20.
- [17] 陈铭,张士诚,柳明,等.水力压裂支撑剂嵌入深度计算方法 [J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 149–156.
 CHEN Ming, ZHANG Shicheng, LIU Ming, et al. Calculation method of proppant embedment depth in hydraulic fracturing[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 149–156.