

引用格式:岑涛,夏海帮,雷林.渝东南常压页岩气压裂关键技术研究与应用[J].油气藏评价与开发,2020,10(5):70-76.

CEN T, XIA H B, LEI L. Research and application of key technologies for fracturing of normal pressure shale in Southeastern Chongqing [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(5): 70-76.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.05.010

## 渝东南常压页岩气压裂关键技术研究与应用

岑涛,夏海帮,雷林

(中国石化华东油气分公司南川页岩气项目部,重庆 408400)

**摘要:**为了解决渝东南常压页岩气储层因水平应力差大和高角度裂缝发育等地质特点难以形成复杂缝网体系,进而难以实现经济开发这一问题,开展了常压页岩气藏压裂关键技术应用研究。通过对彭水区块常压页岩气水平井压裂技术分析,借鉴国外海相页岩气压裂成功经验的基础上,不断探索,对压裂改造规模、连续加砂工艺和段内暂堵转向优化等关键技术不断优化,从而提高裂缝的复杂程度,增大单段改造体积形成大型复杂缝网。在LY2HF井和JY10HF井的现场应用分别取得了日产气 $9.6\times 10^4\text{ m}^3$ 和 $16.7\times 10^4\text{ m}^3$ 的良好效果,从而实现常压页岩气的经济开发。

**关键词:**常压页岩气藏;复杂缝网体系;压裂改造规模;连续加砂;段内暂堵转向

中图分类号:TE357

文献标识码:A

### Research and application of key technologies for fracturing of normal pressure shale in Southeastern Chongqing

CEN Tao, XIA Haibang, LEI Lin

(Shale Gas Project Department of Nanchuan, Sinopec East China Oil and Gas Company, Chongqing 408400, China)

**Abstract:** The normal pressure shale gas reservoir in Southeastern Chongqing is characterized by large horizontal stress difference and high angle fracture development, so that it is difficult to form the complex fracture network and further realize the economic development. In order to solve these problems, key technologies of fracturing in normal pressure shale gas reservoir is studied. Based on the analysis of the fracturing technology of normal pressure shale gas horizontal wells in the Pengshui block, and by drawing on the successful experience of foreign marine shale gas fracturing, the scale of fracturing transformation, continuous sanding process and interim period have been continuously explored and optimized to improve the complexity of fractures and increase the volume of single section reconstruction to form a large-scale complex fracture network. Good results have been achieved in the current application in well-LY2HF and well-JY10HF of daily gas production of  $9.6\times 10^4\text{ m}^3$  and  $16.7\times 10^4\text{ m}^3$  respectively, thus realizing the economic development of normal pressure shale gas.

**Key words:** normal pressure shale gas reservoir, complex seam net system, fracturing transformation scale, continuous sanding, temporary block steering

常压页岩气勘探主要分布在四川盆地盆缘—盆外区,其中渝东南盆外常压区属中国石化矿权面积为 $2.1\times 10^4\text{ km}^2$ ,预测资源量为 $8.2\times 10^{12}\text{ m}^3$ ,气藏压力系数为0.9~1.3,参考国家标准GB/T 26979—2011《天然气藏分类》,属于常压气藏,发展前景广阔。“十

三五”以来,为加快推进常压页岩气勘探开发进程,国家设立了科技重大专项《彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程》<sup>[1-2]</sup>。彭水区块行政区划隶属于重庆市彭水县、武隆县,贵州省道真县,区内地理地貌以丘陵和山地为主,地层出露完整,海拔在200~1400 m,

收稿日期:2020-02-23。

第一作者简介:岑涛(1982—),男,本科,工程师,主要从事非常规天然气储层改造及排采技术研究工作。地址:重庆市南川区渝南大道传媒中心重庆页岩气有限公司,邮政编码:408400。E-mail:2371021@163.com

基金项目:国家科技重大专项“彭水地区高效钻井及压裂工程工艺优化技术”(2016ZX05061-010);国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061);中国石化重大先导项目“南川—彭水非常规天然气重点领域攻关与增储评价研究”(YTBXD-02-02-2019-IV)。

平均海拔为1 000 m。构造位置处于川东南—湘鄂西“槽—档”过渡区,构造形态以NE向复向斜和复背斜相间分布为主。道真向斜、武隆向斜、桑柘坪向斜,区内向斜构造相对宽缓,有利于页岩气成藏。五峰组—龙马溪组页岩埋深为2 200~3 488 m,优质页岩厚度为35 m,页岩品质好:TOC一般大于3.0%,含气量为2.0~4.0 m<sup>3</sup>/t,全烃含量为13%~22%,压力系数为0.9~1.1,吸附气占比为40%~60%<sup>[3-4]</sup>。彭水区块先期压裂测试的4口井,由于水平应力差大,高角度裂缝和层理缝发育等地质特点造成压裂改造复杂程度小,改造体积受限,未能形成大型复杂缝网系统,压裂测试产量只有(1~4)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,生产特征呈现返排率高、日产液高、产量递减相对较慢,需要人工举升工艺生产,从而无法实现商业开发价值。对于常压页岩气藏,北美的Barnett常压页岩气在开发过程中,主要采用缩短段间距和增大加砂量等技术来提高改造效果,但渝东南盆外常压区位于山区,相比北美的平原地形,其钻完井成本更高,为实现商业开发则必须要求压裂改造效果更好。因此,以实现大型复杂缝网系统为目标,通过对加大压裂改造规模、连续加砂工艺和段内暂堵转向优化等关键技术不断优化,并在LY2HF和JY10HF井进行了先导试验,压裂后获得日产气9.6×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>和16.7×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,实现了常压页岩气的商业突破。

## 1 彭水区块常压页岩气改造技术难点

处于渝东南盆缘转换带彭水区块常压页岩气在受到褶皱作用、断裂作用和抬升剥蚀作用等构造运动的影响下,应力得到释放,地层压力由超压变成常压,优质页岩层厚度较高气压藏变薄,厚度为24~35 m,页岩气总含气量相对较低,为2.0~4.0 m<sup>3</sup>/t,吸附气占比为40%~60%;受构造运动影响基质孔隙度仅为3.5%~5%,高角度裂缝及层理缝更发育,页岩层地应力相对较小,为40~60 MPa,但最大水平主应力和最小水平主应力差异大,差异系数为0.27~0.34;静态杨氏模量为21~35 GPa,泊松比为0.18~0.31;地温梯度为2.1~2.5 °C/100 m。因此,常压页岩气因地质条件造成压裂改造主要面临3个技术难点<sup>[5-7]</sup>:①储层含气总量低,且以吸附气为主,同时属于常压气藏,需要尽可能形成波及体积范围更广的裂缝,释放更多的储层产能;②应力得到释放,差异系数大,

裂缝复杂程度低;③高角度裂缝发育,诱导效应强,不利于形成复杂裂网。

## 2 常压页岩气水平井压裂关键技术

针对常压页岩气因含气总量低、地应力低、压力系数低、应力差异系数大和施工窗口大等特点,为提升压裂改造效果,实现常压页岩气达到商业开采价值,采用加大压裂改造规模、增大加砂强度、连续加砂工艺、簇间暂堵优化和提高粗砂比例等技术去不断优化压裂参数,已经初步形成了一套常压页岩气水平井分段压裂技术,并通过LY2HF井和JY10HF井取得试验成功。

### 2.1 压裂规模优化

应用页岩储层缝网压裂模型,针对龙马溪组进行优化设计,分单段3簇模拟1 400 m<sup>3</sup>、1 600 m<sup>3</sup>、1 800 m<sup>3</sup>、2 000 m<sup>3</sup>压裂规模的支撑裂缝几何参数(表1),根据Meyer压裂设计软件模拟这4种压裂规模下裂缝的形态<sup>[8-9]</sup>。

表1 龙马溪组不同压裂规模下三维裂缝参数  
Table 1 3D fracture parameters of Longmaxi Formation under different fracturing scales

液量/ m <sup>3</sup>	砂量/ m <sup>3</sup>	波及半缝长/ m	支撑半缝长/ m	缝高/ m	波及宽度/ m
1 400	50	240	200	54	60
1 600	60	245	220	59	64
1 800	70	286	240	61	75
2 000	80	310	265	65	80

模拟支撑剂用量为50~80 m<sup>3</sup>,不同压裂液用量对裂缝形态的影响见图1,波及裂缝半长在240~310 m,裂缝高度在54~65 m。从表1对比可以看出随着压裂规模增大,缝长、缝高也在不断增加,软件模拟显示液量在1 800~2 000 m<sup>3</sup>时,裂缝半缝长286~310 m,支撑半缝长240~265 m,单段砂量70~80 m<sup>3</sup>,满足常压页岩气压裂改造需求<sup>[10-11]</sup>。

### 2.2 加砂工艺优选

常压页岩气地层压力系数低,为实现提高单井EUR,要提高裂缝导流能力、加砂强度来促进缝网复杂化。采取连续加砂、增大加砂强度、提高粗砂比例3项措施,提高支撑裂缝的连续性以及导流能力,形成页岩气流动“快速通道”,且加入同样砂量情况下,

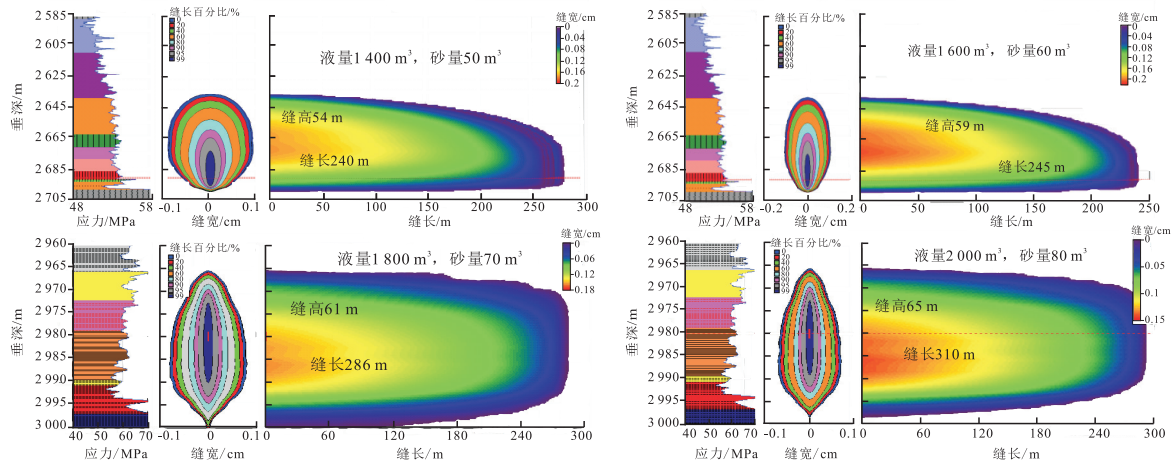


图1 不同液量对应支撑半缝长

Fig. 1 Half supporting fracture length of different fluid volumes

所用压裂液量较常规段塞加砂减少10%以上,大幅度降低了压裂液的成本,为常压页岩气低成本开发奠定了基础<sup>[12]</sup>。

从图2可以看出加砂强度与测试产量呈正相关。随着加砂强度的增大,改造体积越大,测试产量越高。

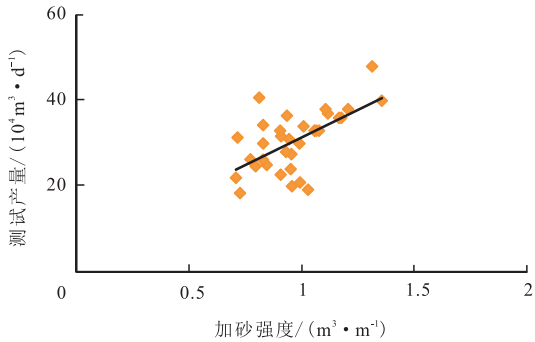


图2 加砂强度与日产气量关系

Fig. 2 Relation between sanding strength and daily gas production

### 2.3 段内暂堵转向优化

LY1HF井连续油管生产剖面测试结果显示,簇与簇之间的进液量不一致,导致其压后产能贡献程度差距较大,甚至部分射孔簇无产能。因此,采用投球暂堵既解决射孔簇不能改造的问题又可实现段内转向,实现裂缝均衡拓展,增大改造体积。簇间暂堵转向是在压裂施工中投入一定数量的暂堵可溶球,遵循流体向阻力最小方向流动的原理,利用暂堵可溶球外径比射孔炮眼大的特点,对射孔孔眼进行桥堵,形成高于裂缝破裂压力的压力值,改变孔眼处原地应力场,从而压裂液转入高压力或新裂缝层,促使

新裂缝产生,确保每簇射孔段都得到充分改造,最终达到整体改造水平段的目的<sup>[13-16]</sup>。

常压页岩气压裂要求暂堵可溶球必须具备强度高、封堵率高、压后完全溶解和无污染的特点。因此,选取暂堵球需镁铝合金及其他合金元素等可溶材料,并通过室内试验模拟地层高温高压状态下暂堵球的抗压强度及自溶性见表2。

结果为:  $\phi 5.5 \sim \phi 13.0$  mm 4种不同直径的暂堵可溶球(图3)在130℃下的抗压强度在30~60 MPa;

表2 暂堵球溶解及抗压性能

Table 2 Dissolution and compression performance of temporarily blocked ball

直径/mm	抗压强度(130℃)/MPa	开始溶解时间/h	完全溶解时间/d
5.5	30		
5.5	40		
9.0	50	15	3~5
11.0	60		
13.0	60		



图3 不同直径暂堵球

Fig. 3 Temporary blocking balls of different diameters

在滑溜水中15 h后开始溶解,3~5 d完全溶解;完全满足常压页岩储层压裂施工要求。页岩气射孔选用的是89枪,弹型为SDP35HMX25-4XF,孔密为20孔/m,孔径为9.5 mm,扩径率在20%~40%,扩径后孔径在11.4~13.3 mm,因此,实施段内暂堵转向时,选择 $\phi$  13.5 mm暂堵球,每段投30~35个。

### 2.4 建立“三阶梯”压裂加砂工艺模式

通过对前期压裂井的总结和分析,提出“三阶梯”压裂加砂工艺模式,其核心思想是加大排量,最大程度形成复杂缝网,增大不同粒径的砂比,支撑裂缝,提升裂缝的导流能力。在压裂施工过程中(图4):  
①阶梯升排量,保持净压力稳步增长,保近扩远开启更多微裂缝,增大改造体积;  
②阶梯提砂比,采用多台阶的加砂模式快速推高砂比,建立连续铺砂剖面;  
③阶梯加粒径,采用70/140、40/70、30/50目的砂粒径组合,适时增加粗砂用量,提升裂缝导流能力。

## 3 现场实施情况

### 3.1 压裂施工

截至2019年,常压页岩气彭水区块压裂试气7口

井(表3),压裂井垂深为2 300~3 300 m,水平段长为1 000~1 700 m,孔隙度为3%~6%,含气量为2.0~4.0 m<sup>3</sup>/t,气测全烃为9%~12%,地应力为40~63 MPa,差异系数为0.27~0.34。从2012年第一口井PY1HF井开始,为解决因水平应力差大、高角度裂缝和层理缝发育难以形成复杂缝网体系,实现形成大型复杂缝网的特点,采取了不断加大压裂规模(单段液量1 318 m<sup>3</sup>上升至2 286 m<sup>3</sup>,单段砂量68 m<sup>3</sup>上升至129 m<sup>3</sup>),提高加砂强度(0.7 m<sup>3</sup>/m上升至1.52 m<sup>3</sup>/m),增加粗砂比例(4%上升至11%)等措施,并在LY2HF井和JY10HF井获得突破,压裂后获得日产气9.6×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>和16.7×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup><sup>[17]</sup>。

### 3.2 压裂效果分析

从图5中可以看出,在同一地质条件下,页岩气井压裂液用量对比为PY3HF井>JY10HF井>LY2HF井>LY1HF井>PY4HF井>PY2HF井>PY1HF井,从数据上看储层的压裂改造效果与压裂液用量有一定关系,但不明显。加砂量对比为LY2HF井>JY10HF井>PY3HF井>LY1HF井>PY1HF井>PY4HF井>PY2HF井,总加砂量用量均与产气量表现出明显的一致性,单段加砂量控制在130 m<sup>3</sup>之内,随着加砂量的提高

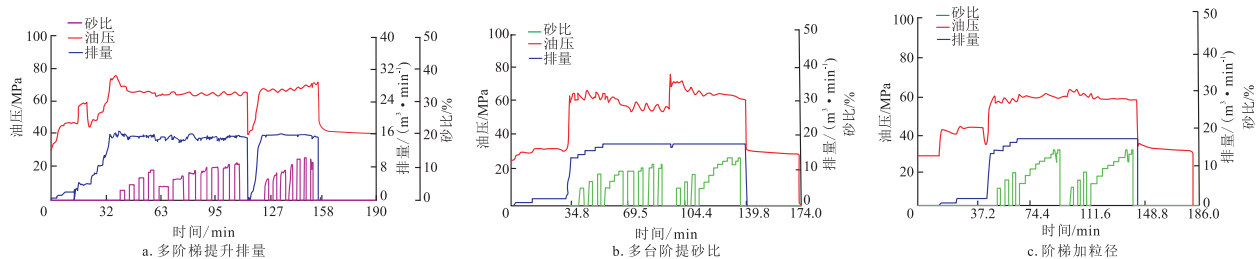


图4 压裂加砂工艺特征

Fig. 4 Characteristic of fracturing sanding process

表3 常压页岩气压裂施工参数

Table 3 Fracturing construction parameters of normal pressure shale gas

井名	施工周期	压裂段长/m	压裂段数	平均段长/m	平均段间距/m	总液量/总砂量/m <sup>3</sup>	平均单段液量/m <sup>3</sup>	平均单段砂量/m <sup>3</sup>	排量/(m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )	最高日产气量/m <sup>3</sup>	主要特征
PY2HF井	20150104—20150115	905	9	101	100.0	20 896 620	2 322	69	14~16	12 000	中等规模 大段间距
PY1HF井	20120501—20120508	1 020	12	85	85.0	16 212 823	1 351	69	8~10	25 000	小规模 中等段间距
PY4HF井	20140102—20140108	1 400	12	117	117.0	21 388 814	1 782	68	12~14	27 000	中等规模 大段间距
PY3HF井	20130106—20130125	1 280	22	58	58.0	46 542 2 108	2 115	96	10~14	38 000	大规模 小段间距
LY1HF井	20151115—20151126	1 328	17	78	37.0	34 133 1 192	2 008	70	14~16	62 000	中等规模 中等段间距
LY2HF井	20171122—20171208	1 700	20	85	34.9	45 719 2 576	2 286	129	14~18	96 000	大规模 小段间距
JY10井	20180318—20180401	1 542	21	73	33.3	45 941 2 032	2 188	97	16~18	167 100	大规模 小段间距

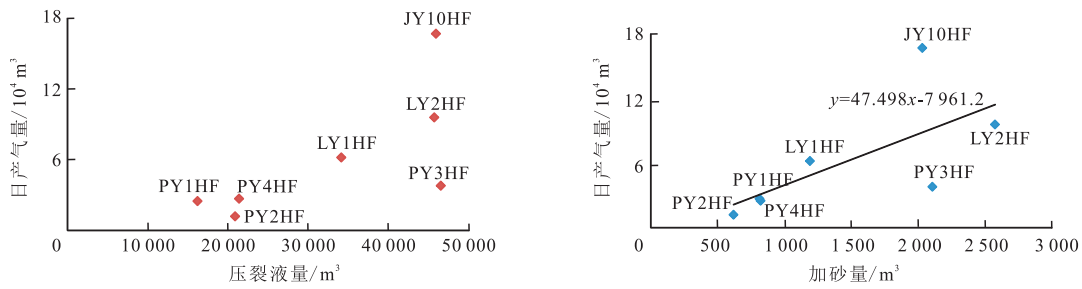


图5 日产气量与压裂液量、加砂量关系

Fig. 5 Relation between daily gas production and fracturing fluid volume, sand content, respectively

储层改造效果增大,产量越高。

从图6可以看出,同一地质条件下加砂强度与产气量表现出明显的一致性,即随着加砂强度量的提高储层改造效果增大,产量越高,而PY3HF井因储层含气性和地层压力等地质条件较LY1HF、LY2HF和JY10HF三口井差,因此,虽然加砂强度最大但产量不是最高。

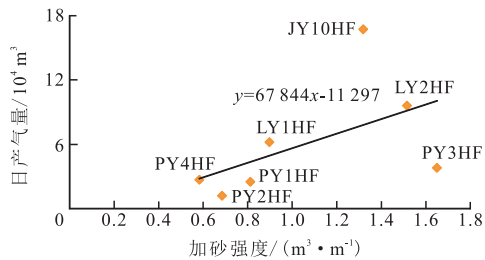


图6 日产气量与加砂强度关系

Fig. 6 Relation between daily gas production and sand strength

从图7可以看出,段间距越小,段数越多,产量越高。整体呈现出大规模小段间距的日产气量最高,其次,中等规模中等段间距和小规模中等段间距,中等规模大段间距最差。

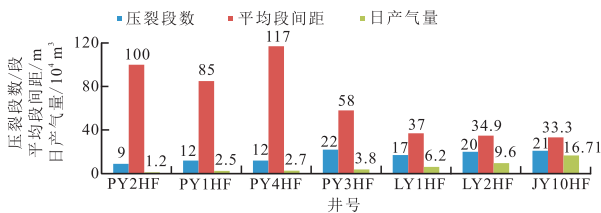


图7 段间距与压裂段数关系

Fig. 7 Relation between segment spacing and number of fracturing segments

从图8和表3可以看出粉砂、中砂和粗砂用量均与产气量表现出明显的一致性,即随着中砂和粗砂用量的提高储层改造效果增大,产量显示较好。值得一提的是,PY2HF和PY4HF井在压裂施工过程中

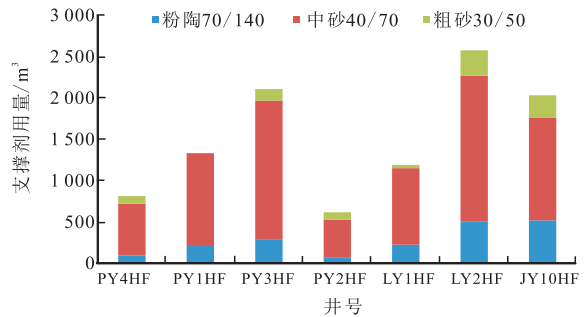


图8 支撑剂用量对比

Fig. 8 Comparison of proppant dosage

增加了粗砂的用量,但产气显示效果没有PY1HF井理想。分析原因之一:可能是由于压裂施工过程中使用粉砂和中砂相对较少,粉砂在前期打磨和降滤过程中并未充分发挥作用,同时中砂用量较少也在一定程度上导致了造缝不彻底,裂缝未充分延伸。虽然后期增加了一定的粗砂量,但由于前期未形成有效的裂缝体系,效果并不明显。因此,常压区块进行压裂施工时,应保证前期足够的粉砂打磨降滤和中砂的充分造缝,在此基础上加入适量的粗砂才可以起到有效支撑裂缝的作用<sup>[18]</sup>。

LY2HF和JY10HF井分段压裂施工首次采用连续加砂工艺(图9)和簇间暂堵组合工艺,投射35~50个可溶式暂堵球,实现裂缝均衡拓展,投球后净压力升高6~16 MPa,通过综合净压力、G函数形态分析,

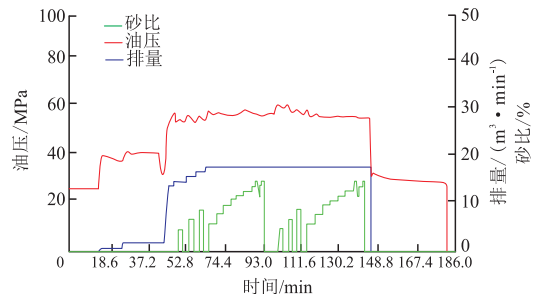


图9 连续加砂压裂曲线

Fig. 9 Continuous sanding fracturing curve

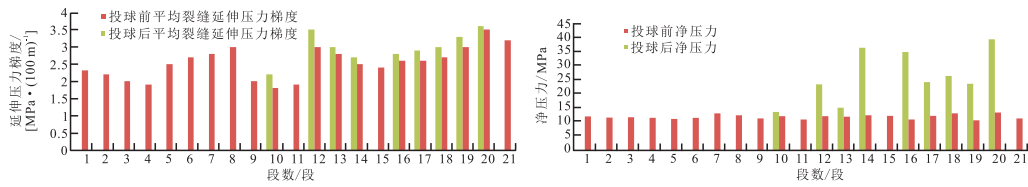


图10 暂堵球投送前后延伸压力/净压力对比

Fig. 10 Comparison of extension pressure/net pressure before and after delivery of temporary blocking ball

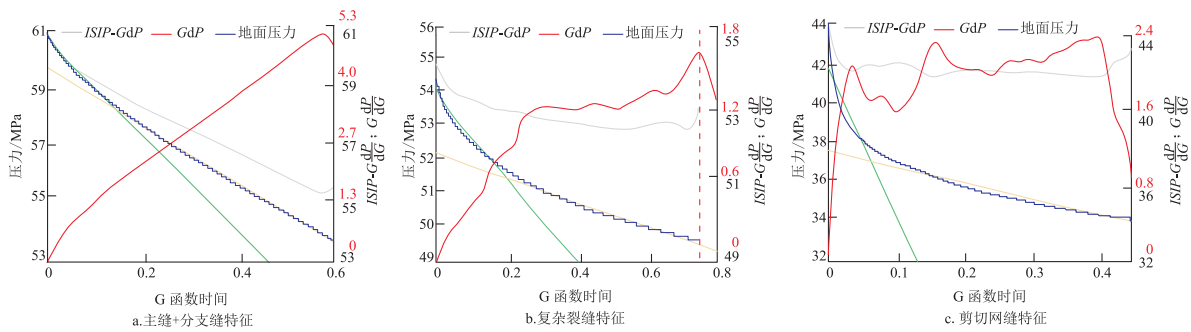


图11 压裂段G函数特征

Fig. 11 Characteristic of G function for fracturing section

储层裂缝复杂度得到了较好的提升,较LY1HF井有效改造体积(SRV)提高了7%~10%。

由图10看出在第10—第20段共9段进行簇间暂堵投球,共计投13.5 mm暂堵球300个,平均投球后升压19 MPa,投球前净压力为12 MPa,投球后净压力增加至26.4 MPa,净压力升高11~26 MPa;投球前平均延伸压力梯度为2.5 MPa/100 m,投球后平均延伸压力梯度为3 MPa/100 m,投球后实现了段内转向,有效提高裂缝延伸压力梯度,有利于提高裂缝复杂度,G函数特征显示复杂裂缝和剪切网缝占90%以上<sup>[19-20]</sup>(图11、表4)。

表4 压裂段压裂特征

Table 4 Fracturing characteristics

裂缝类型	裂缝占比/%		G函数曲线特征
	LY2HF井	JY10HF井	
主缝+分支缝	9.7	10	近似一条直线,斜率为常数
复杂裂缝	40.1	42	逐步上升后在高位,发生多次微小波动
剪切网缝	50.2	48	快速上升后在高位,发生多次较大波动,斜率不断变化

从图12可以看出,通过对加大压裂改造规模、连续加砂工艺、簇间距优化和簇间暂堵优化等关键技术不断优化,单段压裂改造体积不断增大,从而在压后测试获得日产气 $9.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和 $16.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,实现了常压页岩气井的单井产量突破。

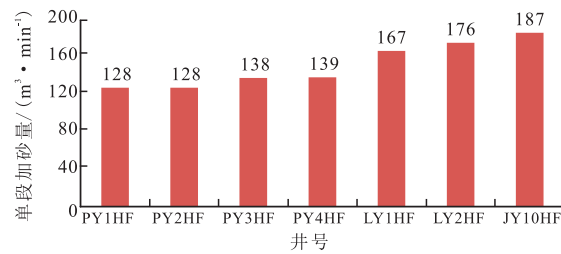


图12 单段压裂改造体积特征

Fig. 12 Volume characteristic of single stage fracturing reconstruction

## 4 结论与建议

1) 常压页岩储层基质具有特低孔、超低渗的特点,且局部天然裂缝发育,地应力差异系数大,非均质性强,需大规模、高砂比压裂才能使储层得到充分改造,获得高产。

2) 大规模压裂改造、连续加砂工艺和段内暂堵转向优化是常压页岩气压裂改造的关键技术,该技术在LY2HF井和JY10HF井的成功应用表明该技术可以提高裂缝复杂程度,其复杂裂缝和剪切网缝可提高到90%以上,从而提高常压页岩气单井产量。

3) 为实现常压页岩气藏的商业开发,压裂工艺上必须开展体积压裂改造模式、多簇裂缝均衡扩展和暂堵转向压裂工艺等配套工艺技术的现场攻关,试验“一段一策”变密度射孔、变黏度、变排量优化组

合、多粒径组合优化等个性化压裂工艺。

#### 参考文献

- [1] 方志雄,何希鹏.渝东南武隆向斜常压页岩气形成与演化[J].石油与天然气地质,2016,37(6):819-827.  
FANG Z X, HE X P. Formation and evolution of normal pressure shale gas reservoir in Wulong Syncline, Southeast Chongqing, China[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 819-827.
- [2] 何希鹏,高玉巧,唐显春,等.渝东南地区常压页岩气富集主控因素分析[J].天然气地球科学,2017,28(4):654-664.  
HE X P, GAO Y Q, TANG X C, et al. Analysis of major factors controlling the accumulation in normal pressure shale gas in the southeast of Chongqing[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(4): 654-664.
- [3] 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.  
HE X P, ZHANG P X, FANG D Z, et al. Production characteristics of normal pressure shale gas in Pengshui-Wulong area, southeast Chongqing[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 72-79.
- [4] 李士祥,施泽进,刘显阳,等.鄂尔多斯盆地中生界异常低压成因定量分析[J].石油勘探与开发,2013,40(5):528-533.  
LI S X, SHI Z J, LIU X Y, et al. Quantitative analysis of the Mesozoic abnormal low pressure in Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 528-533.
- [5] 濮御,王秀宇,杨胜来.利用NMRI技术研究致密储层静态渗吸机理[J].石油化工高等学校学报,2017,30(1):45-48.  
PU Y, WANG X Y, YANG S L. Research on spontaneous imbibition mechanism of tight oil reservoirs using NMRI method[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2017, 30(1): 45-48.
- [6] 蔡建超,郁伯铭.多孔介质自发渗吸研究进展[J].力学进展,2012,42(6):735-754.  
CAI J C, YU B M. Advances in studies of spontaneous imbibition in porous media[J]. Advances in Mechanics, 2012, 42(6): 735-754.
- [7] 雷林,张龙胜,熊炜,等.武隆区块常压页岩气水平井分段压裂技术[J].石油钻探技术,2019,47(1):76-82.  
LEI L, ZHANG L S, XIONG W, et al. Multi-stage fracturing technology of normally pressured shale gas in horizontal wells in the Wulong Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(1): 76-82.
- [8] 曾义金,陈作,卞晓冰.川东南深层页岩气分段压裂技术的突破与认识[J].天然气工业,2016,36(1):61-67.  
ZENG Y J, CHEN Z, BIAN X B. Breakthrough in staged fracturing technology for deep shale gas reservoirs in SE Sichuan Basin and its implications[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 61-67.
- [9] 李勇明,许文俊,赵金洲,等.页岩储层中水力裂缝穿过天然裂缝的判定准则[J].天然气工业,2015,35(7):49-54.  
LI Y M, XU W J, ZHAO J Z, et al. Criteria for judging whether hydraulic fractures cross nature fractures in shale reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(7): 49-54.
- [10] 蒋廷学,贾长贵,王海涛,等.页岩气网络压裂设计方法研究[J].石油钻探技术,2011,39(3):36-40.  
JIANG T X, JIA C G, WANG H T, et al. Study on network fracturing design method in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 36-40.
- [11] 李玮,孙文峰,龚小卫,等.页岩气藏水平井多级压裂裂缝扩展模型研究[J].中国科学(物理学 力学 天文学),2017,47(11):125-133.  
LI W, SUN W F, GONG X W, et al. Propagation model of multi-stage hydraulic fracturing for horizontal wells on shale gas reservoirs[J]. Scientia Sinica Physica, Mechanica & Astronomica, 2017, 47(11): 125-133.
- [12] 刘红磊,韩倩,李颖,等.彭水区块水平井清水连续加砂压裂技术[J].石油钻探技术,2015,43(1):13-19.  
LIU H L, HAN Q, LI Y, et al. Water fracturing with continuous sand for horizontal wells in the Pengshui Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(1): 13-19.
- [13] 周丹,熊旭东,何军榜,等.低渗透储层多级转向压裂技术[J].石油钻探技术,2020,48(1):85-89.  
ZHOU D, XIONG X D, HE J B, et al. Multi-stage deflective fracturing technology for low permeability reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(1): 85-89.
- [14] 李春月,房好青,牟建业,等.碳酸盐岩储层缝内暂堵转向压裂实验研究[J].石油钻探技术,2020,48(2):88-92.  
LI C Y, FANG H Q, MOU J Y, et al. Experimental study on temporary fracture plugging and diverting fracturing of carbonate reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(2): 88-92.
- [15] 薛亚斐,温哲豪,沈云波,等.缝囊暂堵转向压裂裂缝转向能力及其力学机理分析[J].石油钻采工艺,2018,40(5):633-640.  
XUE Y F, WEN Z H, SHEN Y B, et al. Analysis on the fracture diverting capacity and mechanical mechanisms of fuzzy-ball temporary plugging, diverting and fracturing technology[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(5): 633-640.
- [16] 王晓冬,史云清,侯晓春,等.转向压裂增产评价方法[J].地球科学,2017,42(8):1296-1300.  
WANG X D, SHI Y Q, HOU X C, et al. Enhancement evaluation of vertical reorientation fractures[J]. Earth Science, 2017, 42(8): 1296-1300.
- [17] 夏海帮,袁航,岑涛.彭水区块页岩气生产井排采方式研究与应用[J].石油钻探技术,2014,42(4):21-26.  
XIA H B, YUAN H, CEN T. Study and application of drainage methods for shale gas wells in Pengshui Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 21-26.
- [18] 蒋廷学,卞晓冰,王海涛,等.页岩气水平井分段压裂排采规律研究[J].石油钻探技术,2013,41(5):21-25.  
JIANG T X, BIAN X B, WANG H T, et al. Flow back mechanism study of multi-stage fracturing of shale gas horizontal wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 21-25.
- [19] 李玉梅,吕炜,宋杰,等.层理性页岩气储层复杂网络裂缝数值模拟研究[J].石油钻探技术,2016,44(4):108-113.  
LI Y M, LYU W, SONG J, et al. Numerical simulation study on the complex network fractures of stratified shale gas reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(4): 108-113.
- [20] 赵光宇.页岩气藏压裂动用程度及气体流动模拟研究[J].石油钻探技术,2018,46(4):96-103.  
ZHAO G Y. Study of a simulation of degree of fracturing production and resulting gas flow in shale gas reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(4): 96-103.

(编辑 李青)