

# 川南芙蓉矿区煤储层特征及合层压裂改造工艺研究

单衍胜<sup>1)</sup>, 毕彩芹<sup>1)</sup>, 张家强<sup>1)</sup>, 迟焕鹏<sup>1)</sup>, 朱韩友<sup>2)</sup>, 罗勇<sup>2)</sup>, 喻廷旭<sup>2)</sup>, 李锋<sup>1)</sup>, 徐银波<sup>1)</sup>, 仝立华<sup>1)</sup>

1) 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京, 100083; 2) 四川煤田勘察设计研究院, 成都, 610031

**内容提要:** 基于中国地质调查局组织施工的川高参 1 井资料, 分析了川南芙蓉矿区上二叠统宣威组煤储层特征, 优选 C<sub>6+7</sub> 和 C<sub>8</sub> 煤层采用大液量、中高排量、中砂比、变粒径支撑剂、多级阶梯式加砂工艺实施了合层水力压裂改造, 并通过地面微地震监测及排采试验评价, 验证了储层改造效果。研究表明: 研究区薄—中厚煤层群发育, 主要为原生结构无烟煤, 煤层孔隙度 2.2%~4.6%, 渗透率 (0.013~0.027) × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>, 属低孔低渗型储层。井区内 C<sub>6+7</sub>、C<sub>8</sub> 煤层厚度大且稳定, 埋深适中, 含气量、含气饱和度高, 储层压力梯度异常, 有利于煤层气富集并在储层改造基础上开发。C<sub>6+7</sub> 与 C<sub>8</sub> 合层压裂过程中, 通过增大前置液量比例, 缓慢提高泵注排量, 注前置液阶段多段塞降滤失, 细中粒石英砂支撑剂组合等压裂工艺优化措施, 提高活性水压裂液造缝及携砂能力。地面微地震监测显示, 川高参 1 井压裂裂缝以 NW—SE 向垂直缝为主, 裂缝长度、宽度及影响体积都较大, 有效改善了井筒周围煤储层的导流能力; 后续排采试验阶段, 最高日产气量达 8307 m<sup>3</sup>, 连续 90 天稳产 6000 m<sup>3</sup>/d 以上, 创西南地区直井单井最高日产量和稳定产气量新高, 实现了区域煤层气勘查重大突破。

**关键词:** 川南; 芙蓉矿区; 煤储层; 合层压裂; 煤层气

四川省煤层气资源丰富, 预测地质资源量为 3480×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 且以川南煤田最为富集, 其 1500 m 以浅煤层气地质资源量 2865×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 占全省煤层气地质资源总量的 82% (邓全等, 2004; 朱志敏等, 2007; 尹中山, 2009), 是我国煤层气、煤系气勘探开发的重点战略接替区 (邵龙义等, 2015; 邹才能等, 2016)。上二叠统宣威组为区内主要含煤地层, 煤储层能量足, 含气量、资源丰度高, 具有良好的煤层气勘查开发潜力 (杨在全等, 2013; 李金珊等, 2015)。近年来, 多家单位在筠连、沐爱、古蔺、叙永等开展了煤层气勘查开发工作, 但未获实质性突破。区内煤储层压裂改造效果不理想导致单井产气量低、稳产时间短, 已成为制约川南地区煤层气产业发展的瓶颈 (罗平亚, 2013)。依托中国地质调查局煤层气公益性地质调查项目, 油气资源调查中心在川南煤田芙蓉矿区部署实施了川高参 1 井, 获取了煤层气资源评价的关键参数, 并优选有利层段开展了煤储层改造及合层排采测试, 获高产工业气流, 创西南地区煤层气直井单井最高日产气量 (8307 m<sup>3</sup>/d) 和最高稳定日产气量 (连续 84 天稳产超 6000

m<sup>3</sup>/d), 排采 10 个月累产气量 132×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, 实现了川南煤层气勘查重大突破 (毕彩芹等, 2018)。本文在川高参 1 井储层地质条件分析基础上, 探讨了与煤储层特征相匹配的水力压裂工艺, 并分析了压裂监测与后期排采效果, 以期为区内后续煤层气地质研究与勘查开发提供参考。

## 1 川高参 1 井煤储层特征

### 1.1 煤层气地质背景

川高参 1 井位于四川南部宜宾市芙蓉矿区芙蓉井田, 构造上位于四川前陆盆地南缘的叙永—筠连叠加褶皱带珙长背斜南西翼西部 (图 1)。珙长背斜主体为 NW—SE 向, 两翼发育少量次级褶曲, 断层稀少, 地层平缓 (迟焕鹏等, 2018)。区内广泛出露地层为二叠系、三叠系与侏罗系, 在背斜核部出露寒武系、奥陶系。区内含煤地层为上二叠统宣威组, 煤系下伏地层为峨眉山玄武岩, 上覆地层为三叠系飞仙关组。宣威组主要发育海陆过渡相潮坪—潟湖—三角洲沉积体系 (王成善等, 1999; 邵龙义等, 2003), 组内煤层数众多, 成组赋存, 含气量及资源

注: 本文为自然资源部中国地质调查局油气基础地质调查专项 (编号: DD20190101、DD2016018) 的成果。

收稿日期: 2019-04-26; 改回日期: 2019-07-28; 责任编辑: 刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2019.06.017

作者简介: 单衍胜, 男, 1976 年生, 博士, 高级工程师, 主要从事煤层气、页岩气等非常规油气地质勘探及选区评价; Email: shanger2018@sohu.com。

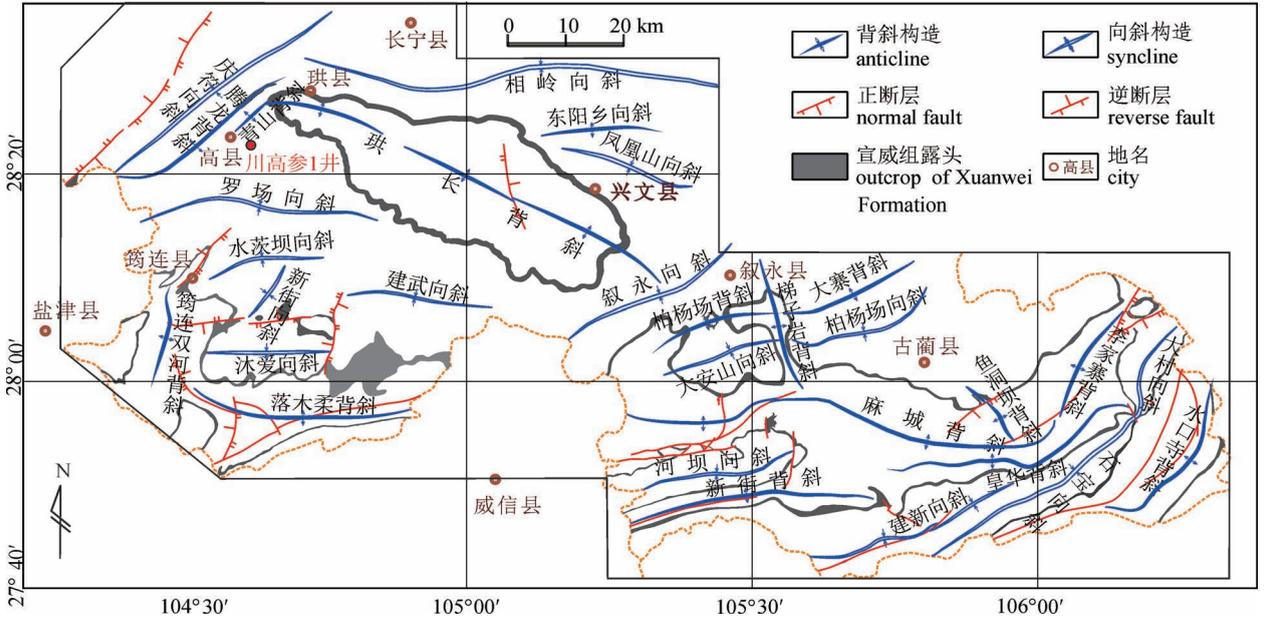


图1 川南煤田构造纲要图

Fig. 1 Structure outline map of south Sichuan coal field

丰度高,煤层气勘查开发条件良好。

1.2 煤层发育与煤质特征

川高参1井钻遇煤层7层,分别为C<sub>1</sub>、C<sub>5</sub>、C<sub>6+7</sub>、C<sub>8</sub>、C<sub>9</sub>、C<sub>10</sub>、C<sub>11</sub>煤,其中C<sub>1</sub>、C<sub>6+7</sub>、C<sub>8</sub>为主要目标煤层(图2)。煤层区域分布稳定,单层厚度0.4~3.5 m,平均厚度1.19 m;主要为半暗—半亮型原生结构煤,局部含糜棱煤;显微组分中镜质组含量46.4%,惰质组含量27.8%,灰分12.7%~21.1%。煤变质程度较高(R<sub>o,max</sub> = 2.44%~2.98%),属无烟煤三号。

1.3 含气性与储层物性

钻遇煤层现场解吸含气量8.38~18.11 m<sup>3</sup>/t,平均11.90 m<sup>3</sup>/t。其中,C<sub>6+7</sub>煤层解吸含气量10.64~13.83 m<sup>3</sup>/t,平均12.10 m<sup>3</sup>/t,C<sub>8</sub>煤层解吸含气量15.20~18.11 m<sup>3</sup>/t,平均16.33 m<sup>3</sup>/t。解吸气体以CH<sub>4</sub>为主(95.42%),N<sub>2</sub>次之(3.23%),含少量C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>、C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>和CO<sub>2</sub>。等温吸附实验测得兰氏体积16.88~29.56 m<sup>3</sup>/t,兰氏压力1.30~2.29 MPa,结合现场解吸、等温吸附及储层压力数据,计算井区煤层含气饱和度51.60%~84.52%,平均75.80%。

主要目标煤层压汞孔隙度2.2%~4.6%,平均3.2%,且以微孔和过渡孔为主;采用注入/压降试井法测试煤层渗透率(0.013~0.027)×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,为低孔低渗煤储层,不利于

煤层气的渗流、产出,因此需采取煤储层改造措施以提高其渗透率(张亚蒲等,2006)。

川高参1井主要目标煤层储层压力7.88~10.52 MPa(表1),储层压力系数1.18~1.60,为异

表1 川高参1井主要煤储层特征参数统计表

Table 1 Parameters of coal reservoir characteristics of Chuangao parameter 1 well

煤储层特征参数	C <sub>1</sub> 煤层	C <sub>6+7</sub> 煤层	C <sub>8</sub> 煤层	C <sub>10</sub> 煤层
埋藏深度(m)	657.3 ~658.7	693.0 ~696.5	697.3 ~700.1	707.5 ~708.6
煤层厚度(m)	1.4	3.5	2.8	1.12
煤体结构	原生块状	原生块状	原生块状	原生块状 夹碎裂煤
孔隙度(%)	3.3	4.3	2.5	2.9
渗透率(×10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	0.020	0.027	0.027	0.015
解吸含气量(m <sup>3</sup> /t)	11.27	12.10	16.33	10.60
兰氏体积(m <sup>3</sup> /t)	21.47	28.05	24.94	21.19
兰氏压力(MPa)	1.62	2.17	2.29	1.30
理论含气量(m <sup>3</sup> /t)	17.17	21.31	20.81	16.13
理论含气饱和度(%)	63.7	52.2	84.5	66.9
临界解析压力(MPa)	2.24	1.66	3.32	2.50
临储比	0.21	0.21	0.55	0.24
储层压力(MPa)	9.08	7.88	7.88	7.10
储层压力系数	1.34~1.60	1.18	1.18	/
破裂压力(MPa)	15.85	18.68	18.68	/
破裂压力梯度(MPa/100m)	2.40	2.69	2.66	/
闭合压力(MPa)	14.61	17.63	17.63	/
闭合压力梯度(MPa/100m)	2.21	2.53	2.53	/

常高压高能储层。煤层破裂压力梯度 2.40~2.69 MPa/100 m, 闭合压力梯度 2.21~2.53 MPa/100 m, 反映了正常的现代地应力场条件。煤层顶底板岩性为细碎屑泥岩、砂质泥岩, 厚度大、封盖性好; 上覆飞

仙关组、下伏峨眉山玄武岩组岩性致密, 透气性差, 为煤层气保存提供了良好的区域封盖条件。

## 2 水力压裂改造工艺

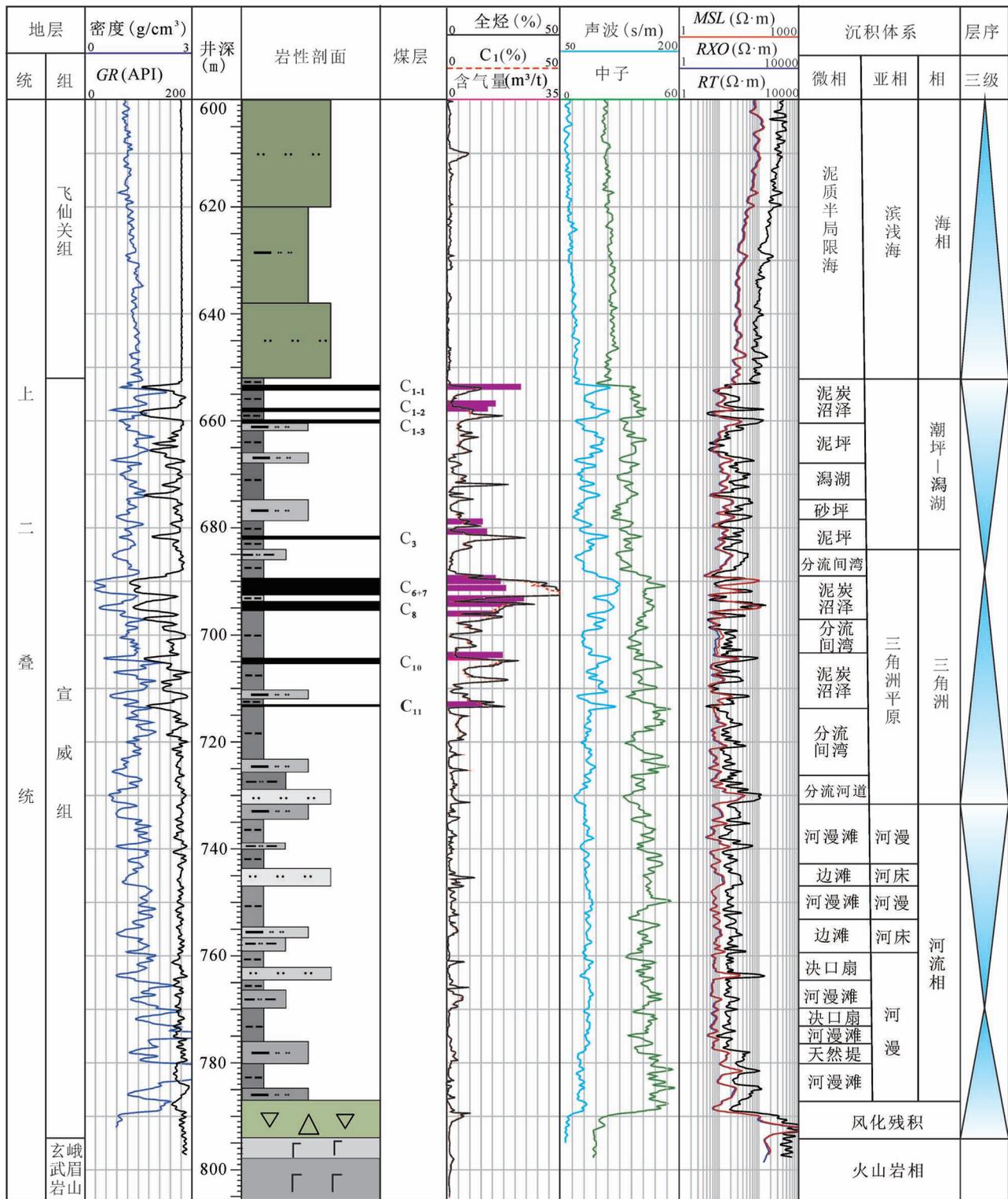


图 2 芙蓉矿区川高参 1 井含煤地层柱状图

Fig. 2 Coal bearing strata column of Chuangao parameter 1 well

### 2.1 产层优选

川南芙蓉矿区薄—中厚煤层群发育,煤储层具低孔低渗特征,在储层压裂改造的基础上进行合层开发是有效提高煤层气井产气效果的必然选择(李国彪等,2012;彭龙仕等,2014;单衍胜等,2018)。综合考虑影响多煤层合采效果的煤层厚度、含气量、渗透率、临储比及含气饱和度等关键参数,优选 C<sub>6+7</sub>、C<sub>8</sub>煤作为压裂改造及排采测试的优质储层组合。C<sub>6+7</sub>、C<sub>8</sub>煤埋深跨度 1.30m,储层物性、储层压力、供液能力等开发条件相近,适于合层压裂及排采(王兴文等,2009;倪小明等,2010;敖显书等,2016)。

### 2.2 分层射孔

射孔方式和孔密、孔径、相位等射孔主要参数是有效降低水力压裂磨阻和地层破裂压力、提高压裂成功率及效果的关键(郭大立等,2007;陈金宏等,2015)。结合国内外成功经验,采用 102 枪 127 弹,活性水为射孔液,电缆输送方式进行射孔。C<sub>6+7</sub>煤层射孔井段 691.00~692.50 m,射孔段长度 1.50 m,孔眼垂向密度为 12 孔/m,90°相位角螺旋布孔,共射 18 孔。C<sub>8</sub>煤层射孔井段 694.70~695.70 m,射孔段长度 1.00 m,孔眼垂向密度为 16 孔/m,90°相位角螺旋布孔,共射 16 孔。

### 2.3 压裂工艺及参数

基于川高参 1 井煤储层物性、压力特征,综合储层敏感性、压裂液配伍实验,采用活性水压裂液、“细砂+中砂”两级支撑剂、光套管注入方式对 C<sub>6+7</sub>、C<sub>8</sub>煤合层压裂,并探索性采用大液量、中高排量、中砂比、变粒径支撑剂、多级阶梯式加砂方式施工。压裂施工排量 8~9 m<sup>3</sup>/min,施工泵压 22.0~32.7 MPa,累积泵注总液量 1064.8 m<sup>3</sup>,总砂量 65 m<sup>3</sup>。其中,细砂 20 m<sup>3</sup>,中砂 45 m<sup>3</sup>。砂比 3%~20%,平均砂比 12.8%,平均铺砂量 13 m<sup>3</sup>/m,实现了川南地区单煤层最大规模的储层改造(表 2)。

由于该井两层煤储层单层厚度较小、渗透性差、弱含水性,大液量促进了储层压裂规模和压裂影响体积,较大的储层改造影响体积排采降压波及面积

表 2 川高参 1 井 C<sub>6+7</sub>、C<sub>8</sub>煤合层压裂施工参数

Table 2 Parameters of hydraulic fracturing operation in Chuangao parameter 1 well

压裂煤层	总液量(1064.8 m <sup>3</sup> )			用砂量 (m <sup>3</sup> )	砂比 (%)	施工排量 (m <sup>3</sup> /min)	施工压力 (MPa)	破裂压力 (MPa)
	前置液	携砂液	顶替液					
C <sub>6+7</sub> 、C <sub>8</sub> 煤	595.5	461.0	8.3	65.0	12.8	8~9	22.0~32.7	18.68

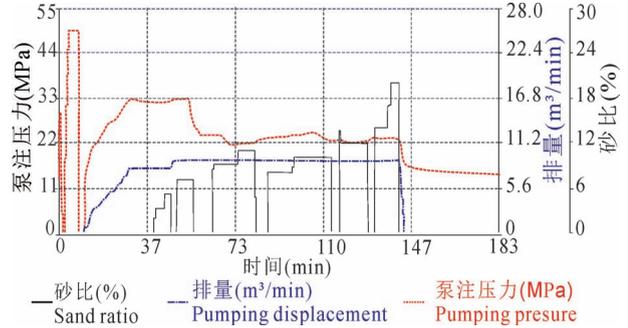


图 3 川高参 1 井 C<sub>6+7</sub>、C<sub>8</sub>煤合层压裂施工曲线

Fig.3 Fracturing curve of C<sub>6+7</sub> and C<sub>8</sub> coalbed in Chuangao parameter 1 well

广,产气量大。同时在压裂过程中,对各个阶段液量和加砂量进行有效控制,以提高裂缝高度和宽度及导流能力。

注前置液阶段,缓慢提升施工排量,增大人工裂缝高度,实现充分改造煤层及顶底板,开通煤层气疏导高速公路。川高参 1 井 C<sub>6+7</sub>、C<sub>8</sub>煤合层压裂施工排量由 1 m<sup>3</sup>/min 缓慢升至 6 m<sup>3</sup>/min,施工压力逐渐升高至 33 MPa 后快速降至 23 MPa 并趋于平稳。在此期间,泵注砂比 3%、5%的细砂段塞打磨孔眼,提高单孔孔眼开启率,提高泵注效率并降低前置液滤失量。注携砂液阶段,采用 9 m<sup>3</sup>/min 稳定较高排量,细—中两级粒径石英砂支撑剂,8%→10%→12%→14%→17%→20%阶梯式提高砂比方式,既提高了裂缝延伸长度及铺砂效果,又大大降低施工过程中出现砂堵的风险(图 3)。整体来看,川高参 1 井 C<sub>6+7</sub>、C<sub>8</sub>煤合层压裂曲线呈现“下降型”压裂曲线特征(李亭等,2012),表明由于采取了高前置液比、缓慢提排量、前置液多段塞、支撑剂两级粒径组合等优化工艺措施,储层压裂进液携砂顺畅,裂缝平稳延展,铺砂均匀,有效提高了煤储层活性水水力压裂造缝及支撑效果,初步判断储层压裂改造达到了较好效果。

## 3 压裂改造效果分析

### 3.1 地面微地震监测

地面微地震裂缝监测可获得裂缝扩展方向、长度、高度等信息,直观评价压裂施工储层改造效果(毕彩芹等,2017)。地面微地震监测显示:川高参 1 井 C<sub>6+7</sub>、C<sub>8</sub>煤合层压裂产生两翼均衡扩展的垂直缝。裂缝

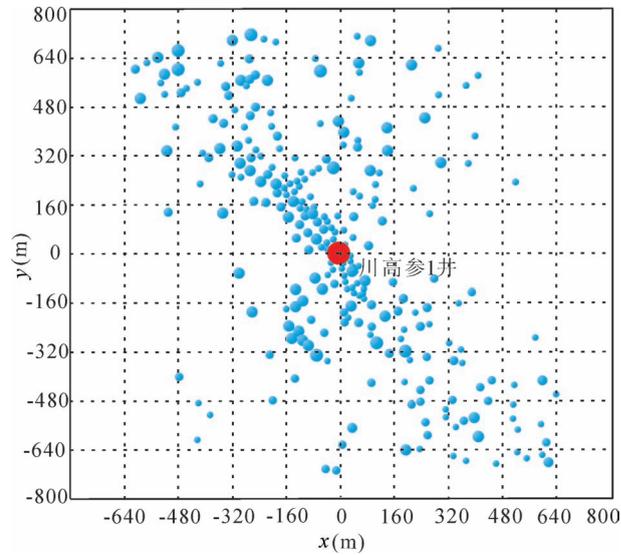


图 4 川高参 1 井压裂地面微地震监测解释图

Fig.4 Microseismic monitoring graph of C<sub>6+7</sub> and C<sub>8</sub> coalbed hydraulic fracturing in Chuangao parameter 1 well

主方位为 NW—SE,与区域水平最大主应力方向一致。裂缝半长约 130 m,高度约 14 m,宽度约 34 m (图 4)。与邻区筠连矿区沐爱井田裂缝监测结果相比,川高参 1 井压裂规模超沐爱地区平均压裂规模 2 倍,压裂裂缝长度为邻区的 2 倍,裂缝缝高为邻区的 3 倍,裂缝宽度为邻区的 8 倍,裂缝影响体积超过邻区的 30 倍(表 3),表明川高参 1 井较大规模的水

力压裂有效改善了储层渗透性及压裂效果(单大为等,2006;康永尚等,2016)。

表 3 川高参 1 井与沐爱井田典型井压裂施工参数及裂缝监测结果对比

Table 3 Parameters Comparison of hydraulic fracturing operation with Chuangao parameter 1 well and wells of Muai mining area

	参数	川高参 1 井	沐爱井田(平均)
储层改造	施工排量(m <sup>3</sup> /min)	8.0~9.0	6.5~7.1
	总液量(m <sup>3</sup> )	1064.8	659.5
	总砂量(m <sup>3</sup> )	65.0	36.5
	平均砂比(%)	12.8	12.0
	破裂压力(MPa)	18.68	20.8
	停泵压力(MPa)	16.3	14.3
裂缝监测	压降(MPa)	13.3	11.2
	半缝长(m)	115.0~142.0	69.1~71.2
测	缝高(m)	14	3.2~3.9
	缝宽(m)	34	3.8~4.2
	裂缝影响体积(×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	12.38	0.17~0.23

### 3.2 排水采气效果

川高参 1 井自 2017 年 5 月 12 日开始排采,先后经历初期排水降压阶段、憋压阶段、控压增产阶段、控压稳产阶段,日产气量逐渐升高并趋于稳产(图 5)。2017 年 6 月 8 日见套压;6 月 24 日,日产气量 1011 m<sup>3</sup>/d,获得工业气流;7 月 24 日,日产气量达 3121 m<sup>3</sup>/d,超越邻区沐爱井田直井单井最高日产气量,创川南煤层气直井单井最高日产气量;9

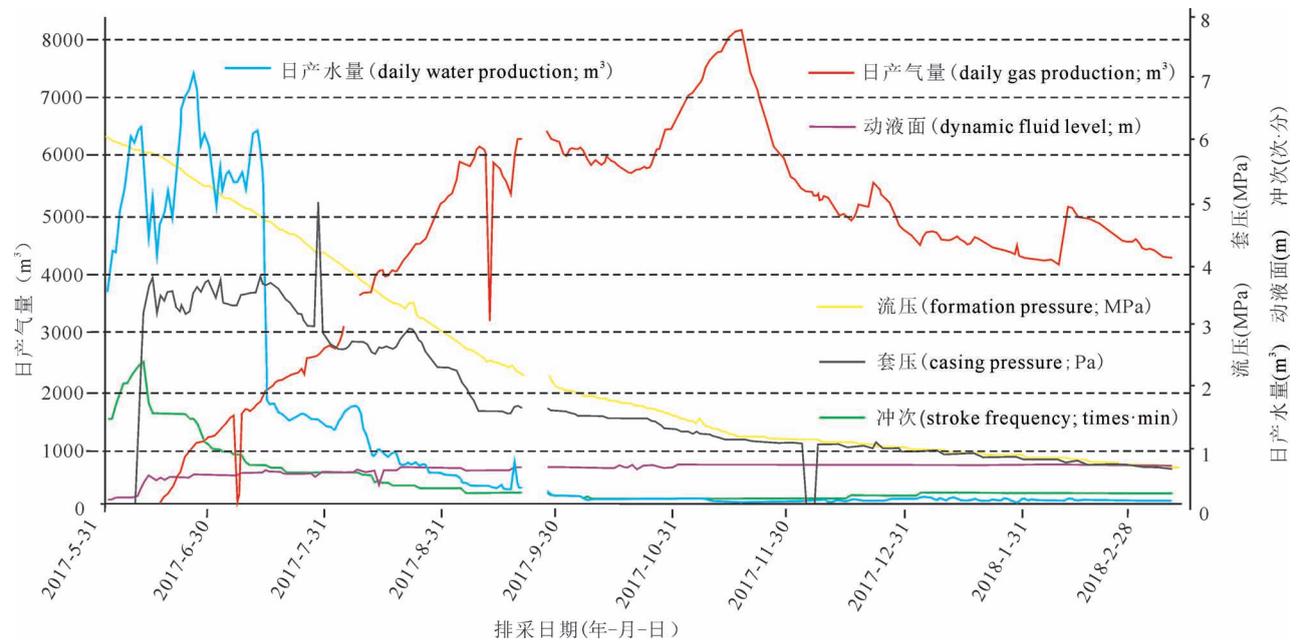


图 5 川高参 1 井 C<sub>6+7</sub>、C<sub>8</sub> 煤合层排采曲线图

Fig.5 Drainage test curve of C<sub>6+7</sub> and C<sub>8</sub> coalbed in Chuangao parameter 1 well

月9日,日产气达 $6219\text{ m}^3/\text{d}$ ;11月15日起,日产气量突破 $8000\text{ m}^3$ ,达最高 $8307\text{ m}^3/\text{d}$ 。2017年9月9日起,川高参1井连续75天稳产 $6000\text{ m}^3/\text{d}$ 以上,创新我国南方地区煤层气直井单井最高日产气量和最高稳产气量。截至2018年4月,排采测试10个月,累计产气量 $135\times 10^4\text{ m}^3$ ,被业内评价为西南地区煤层气勘查开发历程中里程碑式的成果。

## 4 结论

(1)川南芙蓉矿区内二叠统宣威组薄—中厚煤层群发育,煤体结构完整,煤层孔隙度、渗透率较低,属低孔低渗型无烟煤储层。显微煤岩组分以镜质组和惰质组为主,煤层含气量、含气饱和度高,储层压力大、能量足,顶底板封盖性好,有利于煤层气资源富集。

(2)基于川高参1井 $C_{6+7}$ 、 $C_8$ 煤储层特征,采用大液量、中高排量、中砂比、变粒径支撑剂、多级阶梯式加砂工艺实施了川南地区单层最大规模水力压裂改造。通过增大前置液量比例,缓慢提高泵注排量,注前置液阶段多段塞打磨孔眼及降滤失,细中粒石英砂支撑剂组合等压裂工艺优化措施,显著提高了活性水压裂液携砂造缝及支撑效果。

(3)川高参1井 $C_{6+7}$ 、 $C_8$ 煤合层压裂裂缝以垂直缝为主,呈NW—SE向展布,裂缝长度、宽度及影响体积都较大,有效改善了井筒周围煤储层渗透性,提高了裂缝导流能力。排采试验最高日产气量达 $8307\text{ m}^3$ ,连续75天稳产 $6000\text{ m}^3/\text{d}$ 以上,获西南地区直井单井最高日产量和稳产量。

**致谢:**中国矿业大学周效志副教授、中国地质大学(北京)唐淑玲博士对本文给予精心指导,在此谨致谢忱!

## 参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

敖放书,曹丽文,贾金龙,刘伟. 2016. 黔西松河井田煤层气合层开发层段优选方法研究. 煤炭科学技术, 44(2): 68~72.

毕彩芹,迟焕鹏,单衍胜,王福国,徐银波,张家强,李昭. 2017. 水城矿区杨煤参1井煤储层特征及改造工艺研究. 煤炭科学技术, 45(9): 182~187.

毕彩芹,单衍胜,朱韩友,张家强,胡志方,苏时才,罗勇,张志军. 2018. 四川南部地区川高参1井获煤层气高产工业气流, 中国地质, 45(5): 1076~1077.

迟焕鹏,毕彩芹,单衍胜,胡志方. 2018. 基于川高地1井的川南地区煤系非常规天然气有利层位分析. 中国矿业, 27(8): 172~177.

陈金宏. 2015. 射孔参数对煤层压裂效果影响分析. 中国煤层气, 12

(6): 27~29.

邓全,邱有前. 2004. 四川省煤层气资源概况及勘探开发前景评述. 四川地质学报, 24(1): 9~12.

郭大立,王祖文,胡广军,许江文,王玉斌. 2007. 射孔层位优化方法与分层压裂技术研究. 西南石油大学学报, 29(6): 116~118.

康永尚,王金,姜杉玉,叶建平,张守仁,张兵,秦绍峰. 2016. 煤层气井排采动态主控地质因素分析, 地质论评, 62(6): 1511~1519.

李金珊,杨敏芳,朱维耀,孙升林. 2015. 川南筠连沐爱地区煤层含气量预测及控制因素分析. 东北大学学报(自然科学版), 36(5): 724~728.

李国彪,李国富. 2012. 煤层气井单层与合层排采异同点及主控因素. 煤炭学报, 37(8): 1354~1358.

李亭,杨琦. 2012. 煤层气井压裂施工曲线特征分析及应用. 中国煤炭地质, 24(9): 20~24.

罗平亚. 2013. 关于大幅度提高我国煤层气井单井产量的探讨. 天然气工业, 33(6): 1~6.

倪小明,苏现波,李玉魁. 2010. 多煤层合层水力压裂关键技术研究. 中国矿业大学学报, 39(5): 728~732.

彭龙仕,乔兰,龚敏,吕玉民. 2014. 煤层气井多层合采产能影响因素. 煤炭学报, 39(10): 2060~2067.

单衍胜,袁远,张家强,毕彩芹,唐跃. 2018. 淮南玛纳斯地区低阶煤储层特征及压裂改造效果研究, 地质论评, 64(5): 1277~1284.

单大为,刘继生,吕秀梅,李倩. 2006. 测试技术在水力压裂设计及压裂效果评价中的应用. 测井技术, 30(4): 357~383.

邵龙义,侯海海,唐跃,鲁静,邱海峻,王学天,张家强. 2015. 中国煤层气勘探开发战略接替区优选. 天然气工业, 35(3): 1~11.

邵龙义,高彩霞,张超,汪浩,郭立君,高彩红. 2003. 西南地区晚二叠世层序—古地理及聚煤特征. 沉积学报, 31(5): 856~866.

王成善,陈洪德,寿建峰,李祥辉,田景春,覃建雄. 1999. 中国南方二叠纪层序地层划分与对比. 沉积学报, 17(4): 499~509.

王兴文,任山,宋燕高. 2009. 多层分层压裂的产层间距问题探讨. 天然气工业, 29(2): 92~94.

杨在全. 2013. 四川古蔺石宝矿段煤层气富集特征及影响因素. 四川地质学报, 33(4): 430~434.

尹中山. 2009. 四川煤层气勘探开发应注意的问题. 地质学报, 29(2): 241~244.

张亚蒲,杨正明,鲜保安. 2006. 煤层气增产技术. 特种油气藏, 13(1): 95~98.

朱志敏,尹中山. 2007. 四川省煤层气(煤矿瓦斯)开发利用现状及前景分析. 中国矿业, 16(10): 89~91.

邹才能,董大忠,王玉满,李新景,黄金亮,王淑芳,管全中,张晨晨,王红岩,刘洪林,拜文华,梁峰,吝文,赵群,刘德勋,杨智,梁萍萍,孙莎莎,邱振. 2016. 中国页岩气特征、挑战及前景(二). 石油勘探与开发, 43(2): 166~178.

Ao Xianshu, Cao Liwen, Jia Jinlong, Liuwei. 2016&. Study on optimization method of coalbed methane commingled development layer section in Songhe Mine Field, West Guizhou. Coal Science and Technology, 44(2): 68~72.

Bi Caiqin, Chi Huanpeng, Shan Yansheng, Wang Fuguo, Xu Yinbo, Zhang Jiaqiang, Li Zhao. 2017&. Analysis of coalbed methane reservoir characteristics and reconstruction process in Shuicheng Mining Area. Coal Science and Technology, 45(9): 182~187.

Bi Caiqin, Shan Yansheng, Zhu Hanyou, Zhang Jiaqiang, Hu Zhifang, Su Shicai, Luo yong, Zhang Zhijun. 2018#. Industrial gas production of CBM obtained by Well CGC1 in southern Sichuan.

- Geology In China, 45(5): 1076~1077.
- Chi Huanpeng, Bi Caiqin, Shan Yansheng, Hu Zhifang. 2018&. Favorable layers analysis of unconventional gas in coal measure strata in southern Sichuan based on well CGD-1. Geology In China, 27(8): 172~177.
- Chen Jinhong. 2015&. Analysis of coalbed fractring influence of perforation Parameters. China Coalbed Methane, 12(6): 27~29.
- Deng Quan, Qiu Youqian. 2004&. Coal bed gas resources and their exploitation perspective in Suchuan. Acta Geologica Sichuan, 24(1): 9~12.
- Guo Dali, Wang Zuwen, Hu Guangjun, Xu Jiangwen, Wang Yubin. 2007&. The optimal method of perforated interval sand the separate-layer fracturing technology. Journal of Southwest Petroleum University, 29(6): 116~118.
- Kang Yongshang, Wang Jin, Jiang Shanyu, Ye Jianping, Zhang Shouren, ZhangBing, Qin Shaofeng. 2016&. Analysis on controlling geological facors influencing drainage performance of coalbed methane well. Geological Review, 62(6): 1511~1519.
- Li Jinshan, Yang Minfang, Zhu Weiyao, Sun Shenglin. 2015&. Coalbed gas content prediction and controlling factors analysis of coalbed in Junlian Muai area at south of Sichuan. Journal of Northeastern University( Natural Science), 36(5): 724~728.
- Li Guobiao, Li Guofu. 2012&. Study on the differences and main controlling factors of the coalbed methane wells between single layer and multi-layer drainage. Journal of China Coal Society, 37(8): 1354~1358.
- Li Ting, Yang Qi. 2012&. CBM well fracturing operation curve characteristic analysis and application. Coal Geology of China, 24(9): 20~24.
- Luo Pingya. 2013&. A discussion on how to significantly improve the single-well productivity of CBM gas wells in China. Natural Gas Industry, 33(6): 1~6.
- Ni Xiaoming, Su Xianbo, Li Yukui. 2010&. Study of the key technologies of the hydraulic fracturing used in multi-layer coal Seam. Journal of China University of Mining & Technology, 39(5): 728~732.
- Peng Longshi, Qiao Lan, Gong Min, Lu Yuming. 2014&. Factors affecting the reduction performance of coalbed methane wells with multiplezone. Journal of China Coal Society, 39(10): 2060~2067.
- Shan Yansheng, Yuan yuan, Tang yue, Bi Caiqin, Zhang Jiaqiang. 2018&. Low-rank CBM reservoir characteristics and effects of fracturing reconstruction in the Manas area, southern Junggar Basin. Geological Review, 64(5): 1277~1284.
- Shan Dawei, Liu Jisheng, Lu Xiumei, Li Qian. 2006&. Logging and testing technology application in hydraulic fracturing design and evaluation of hydraulic fracture treatment. Well Logging Technology, 30(4): 357~383.
- Shao Longyi, Hou Haihai, Tang Yue, Lu Jing, Qiu Haijun, Wang Xuetican, Zhang Jiaqiang. 2015&. Selection of strategic relay areas of CBM exploration and development in China. Natural Gas Industry, 35(3): 1~11.
- Shao Longyi, Gao Caixia, Zhang Chao, Wang Hao, Guo Lijun, Gao Caihong. 2003&. Sequence—palaeogeography and coal accumulation of Late Permian in Southwestern China. Acta Sedimentologica Sinica, 31(5): 856~866.
- Wang Chengshan, Chen Hongde, Shou Jianfeng, Li Xianghui, Tian Jingchun, Tan Jianxiong. 1999&. Characteristics and correlation of Permian depositional sequences in south China. Acta Sedimentologica Sinica, 17(4): 499~509.
- Wang Xingwen, Ren Shan, Song Yangao. 2009&. Study on the distance between pay zones in multi-layer and zonal fracturing. Natural Gas Industry, 29(2): 92~94.
- Yang Zaiquan. 2013&. Accumulation and control factors for coalbed gas in the Shibao Block, Gulin Coal Field. Acta Geologica Sichuan, 33(4): 430~434.
- Yin Zhongshan. 2009&. Problems of exploration and exploitation of coalbed gas in Sichuan. Acta Geologica Sinica, 29(2): 241~244.
- Zhang Yapu, Yang Zhengming, Xian Baoan. 2006&. Coal-bed gas stimulation technology. Special Oil and Gas Reservoirs, 13(1): 95~98.
- Zhu zhimin, Yin Zhongshan. 2007&. Present situation and prospect of exploitation and utilization of coalbed methane (coalbed gas) in the Sichuan province. China Mining Magazine, 16(10): 89~91.
- Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Yuman, Li Xinjing, Huang Jinliang, Wang Shufang, Guan Quanzhong, Zhang Chenchen, Wang Hongyan, Liu Honglin, Bai Wenhua, Liang Feng, Lin Wen, Zhao Qun, Liu Dexun, Yang Zhi, Liang Pingping, Sun Shasha, Qiu Zhen. 2016&. Shale gas in China: characteristics, challenges and prospects (II). Petroleum Exploration And Development, 43(2): 166~178.

## Analysis of coalbed methane reservoir characteristics and reconstruction technology in Furong mining area of south Sichuan

SHAN Yansheng<sup>1)</sup>, BI Caiqin<sup>1)</sup>, ZHANG Jiaqiang<sup>1)</sup>, CHI Huanpeng<sup>1)</sup>, ZHU Hanyou<sup>2)</sup>,  
LUO Yong<sup>2)</sup>, YU Tingxu<sup>2)</sup>, LI Feng<sup>1)</sup>, XU Yinbo<sup>1)</sup>, TONG Lihua<sup>1)</sup>

1) Oil and Gas Survey Center, China Geological Survey Bureau, Beijing, 100083;

2) Sichuan Institute of Coal Field Geological Engineering Exploration and Designing, Chengdu, Sichuan, 610031

**Objectives:** The resource condition of coalbed methane in Furong Mining Area of south Sichuan is superior. However, the degree of geological research is extremely low, which restricted the development of coalbed methane in the area. This study is to analyze the coal reservoirs characteristics of the Chuangao parameter 1 well, to discuss the Hydraulic fracturing technique matching the characteristics of coal reservoir, and analyze the effects of drainage test, and to provide theoretical and engineering reference for the exploration and development of coal bed methane in the area.

**Methods:** By the Chuangao parameter 1 well drilling and Core sample testing, Comprehensive analyzed the

reservoir parameters which influence the enrichment and development of CBM,  $C_{6+7}$  and  $C_8$  coal seams were optimized for multi-layer hydraulic fracturing reconstruction. Meanwhile, the reservoir transformation effect is verified and evaluated through the ground microseismic monitoring and drainage test.

**Results:** The thin—medium thick coal seam group in the study area is well-developed and mainly composed of primary structure anthracite. The coal seams have the porosity of 2.2%~4.6% and permeability of  $(0.013\sim0.027)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ , and belong to low porosity and low permeability reservoirs. The  $C_{6+7}$  and  $C_8$  coal seams in the mining area have large and stable thickness, with moderate buried depth, high gas content and gas saturation, and high reservoir pressure gradient, all of which is conducive to the enrichment of coalbed methane (CBM) and its development on the basis of reservoir reconstruction.

**Conclusions:** The  $C_{6+7}$  and  $C_8$  coal seams owned good storage and gas-bearing conditions, utilized hydrodynamic fracturing techniques matching to the characteristics of coalbed reservoir, so as improved the ability of active water fracturing fluid to build cracks and carry sand through many fracturing process optimization measures, increased the proportion of pre-liquid, slowly increased the pumping displacement, and the multi-stage plug-in fluid loss in the pre-liquid phase, the fine—medium quartz sand proppant combination. The coal reservoir produced vertical fractures, with good length and width, and large volume, which effectively improves the conductivity of the coal reservoir around the wellbore. In the subsequent drainage test phase, the highest daily gas production reached  $8307\text{ m}^3$ , and the stable production was more than  $6000\text{ m}^3/\text{d}$  for 90 consecutive days. The highest daily production and stable gas production in a single well in the southwest region were achieved, and a major breakthrough in regional CBM exploration was realized.

**Keywords:** south Sichuan; Furong mining area; coalbed reservoir; multi-layer hydraulic fracturing; coalbed methane

**Acknowledgements:** This study was supported by China Geological Survey (Nos. DD20190101, DD2016018)

**First author:** SHAN Yansheng, male, born in 1976, senior engineer/Ph. D., mainly working on unconventional oil and gas geological survey, Email:shanger2018@sohu.com

Manuscript received on: 2019-04-26; Accepted on: 2019-07-28; Edited by: Liu Zhiqiang

**Doi:** 10.16509/j.georeview.2019.06.017

(上接第 1396 页)

姓名	工作单位	推荐单位	姓名	工作单位	推荐单位
潘伟	河北省地矿局第二地质大队	河北省地质学会	熊涛	中煤地质集团有限公司	中煤地质集团有限公司
秦胜伍	吉林大学	吉林省地质学会	岳洪举	黑龙江省有色金属地质勘查七〇一队勘查院	黑龙江省地质学会
商朋强	中化地质矿山总局化工地质调查总院	中化地质矿山总局	张洁	同济大学	上海市地质学会
孙祥	中国地质大学(北京)	中国地质大学(北京)	张昆	中国地质科学院	中国地质调查局
王继春	内蒙古自治区地质调查院	内蒙古自治区地质学会	张平	江苏省地质调查研究院	江苏省地质学会
王立强	中国地质科学院矿产资源研究所	青年工作委员会	张薇	中国地质科学院水文地质环境地质研究所	地热专业委员会
魏祥峰	中国石化勘探分公司勘探研究院	中国石油化工股份有限公司	赵信文	中国地质调查局武汉地质调查中心	中国地质调查局
文志林	湖南省地质矿产勘查开发局四〇二队	湖南省地质学会	赵延朋	中国有色桂林矿产地质研究院有限公司	北京矿产地质研究院
吴华英	中国冶金地质总局矿产资源研究院	中国冶金地质总局	郑文棠	中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司	工程地质专业委员会
吴亮	原武警黄金第十支队	原武警黄金指挥部	周保	青海省地质环境监测总站	地质灾害研究分会
			邹冠贵	中国矿业大学(北京)	中国矿业大学(北京)

**WANG Tao: The 17th "Science and Technology Prize to Young Geological Workers of the Geological Society of China" Issued**