

# 四川古叙矿区大村矿段煤层气 煤储层特征及改造效果

尹中山<sup>1,2</sup> 李茂竹<sup>2</sup> 徐锡惠<sup>2</sup> 严新建<sup>2</sup> 李安启<sup>3</sup> 李玉魁<sup>4</sup>

1.成都理工大学地球科学学院 2.四川省煤田地质局 3.中国石油勘探开发研究院廊坊分院  
4.北京九尊能源技术股份有限公司

尹中山等.四川古叙矿区大村矿段煤层气煤储层特征及改造效果.天然气工业,2010,30(7):120-124.

**摘要** 四川省南部(川南)煤田古叙矿区大村矿段煤层气勘探开发3年来,完成了参数井施工测试、测井及固井等工程,开展了煤储层研究和压裂改造试验。改造后,DC-1井、DC-2井、DCMT-3井产气量均达到甚至超过了500~1000 m<sup>3</sup>/d的工业产能指标,表明该区煤层气地面抽采试验获得了重大突破。这是在我国南方大倾角、低—特低渗透率、薄煤层、高煤阶情况下取得的成功,意义重大!为此,从煤层气试验井网储层特征入手,分析该区煤层气开发的优势与劣势,科学合理总结了射孔压裂排采方案在川南地区勘探开发煤层气的经验和不足,提出加快勘探试验步伐和扩大试验区、引进先进适用的勘探新技术等建议,以确保四川省煤层气成功进行规模化、商业化开发。

**关键词** 四川省 煤层气 古叙矿区 大村试验井网 地面抽采 压裂曲线 点火 加快试验 规模化

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2010.07.032

四川省煤层气(CBM)勘探开发工作已开展10余年,初步估算四川省煤层气资源量为 $3\ 480 \times 10^8$  m<sup>3</sup><sup>[1]</sup>,其中古叙矿区共有煤层气资源量 $1\ 001 \times 10^8$  m<sup>3</sup>,为超千亿立方米的大型煤层气井田。大村矿段位于四川省古蔺县东60 km,为未开发的整装大煤田,煤矿设计初步规划四对矿井,设计产能 $360 \times 10^4$  t/a,是全国13个大型煤炭基地的骨干矿井。该区拥有煤炭资源量超过 $6 \times 10^8$  t,赋存煤层气资源量超过 $100 \times 10^8$  m<sup>3</sup>,煤田普查、煤层气资源评价研究中初步评价为高瓦斯矿井,具有煤与瓦斯突出危险,勘探开发煤层气势在必行。

## 1 大村矿段煤储层特征

大村煤层气井组位于古蔺复式背斜,二郎坝向斜构造西北翼的大村矿段的李家寨二井田范围,井田拥有煤炭资源(海拔±0水平)煤炭储量 $3.1 \times 10^8$  t。具备构造简单、地层倾角相对较小、煤层厚度较稳定等特

点,勘探目的煤层是上二叠统龙潭组(P<sub>3</sub>L)中全区可采的C<sub>19</sub>、C<sub>23</sub>、C<sub>25</sub>煤层。

### 1.1 物性特征

①主要煤层富集在龙潭组中—中下部煤层群中,全段含煤性较好,含煤系数为19.1%~24.2%;②煤岩以碎裂结构和原生结构为主,裂隙较发育—发育,连通性差—中等;③煤层显微组分以镜质组为主,平均含量分别为72.5%~82.7%,其次为惰质组;④目的煤层的R<sub>o</sub>为2.79%~3.23%,为无烟煤Ⅲ。

### 1.2 煤层测试和试验特征

#### 1.2.1 煤层渗透率

通过注入/压降法试井获得C<sub>19</sub>、C<sub>23</sub>和C<sub>25</sub>煤层的渗透性较差,3口井K值0.001~0.36 mD,且层间差别较大,非均质性强,C<sub>19</sub>、C<sub>23</sub>煤层好于C<sub>25</sub>煤层。

#### 1.2.2 储层压力

通过注入/压降法试井获得的煤储层压力为4.52~6.42 MPa,煤层埋深为476.29~610.05 m,储层压力梯度为0.93~1.05 MPa/100 m,为常压储层。

**基金项目** 四川省地勘基金“四川省古蔺县川南煤田古叙矿区大村矿段地质详查”(编号:20081111)。

**作者简介** 尹中山,1967年生,高级工程师;1989年毕业于成都理工大学石油系;主要从事煤炭、煤层气勘探开发工作。地址:(610072)四川省成都市青华路38号四川省煤田地质局。电话:15982349009。E-mail: yzs-11@163.com

### 1.2.3 等温吸附性能及含气饱和度

煤层吸附能力、储气能力较强,含气饱和度较高等均有利于煤层气储集和排水降压开采。

### 1.2.4 地解比(煤储层压力与临界解吸压力之比)

本井网地解比大于0.50,属于中等—较高,表明煤储层的解吸能力中等—较好,利于开采。

## 1.3 含气量特征

川南煤田属于高瓦斯矿井、煤与瓦斯突出矿井的认识已成定论。 $C_{19}$ 煤层瓦斯突出量为 $16.99\sim 26.33\text{ m}^3/\text{t}$ , $C_{23}$ 煤层瓦斯突出量为 $15.85\sim 21.55\text{ m}^3/\text{t}$ , $C_{25}$ 煤层瓦斯突出量为 $17.85\sim 22.55\text{ m}^3/\text{t}$ 。利用最小二乘法原理对取得的资料进行一元线性回归,得到如下关系:

$$Q = 0.035H - 0.052, \quad R = 0.91$$

式中 $Q$ 为含气量, $\text{m}^3/\text{t}$ ;  $H$ 为煤层中部深度, $\text{m}$ ;  $R$ 为相关系数。

## 1.4 测井特征

各目的煤层厚度( $H$ )大于等于2 m,伽马值( $GR$ )小于等于100 API,深、浅侧向电阻率( $R_b$ 、 $R_s$ )大于等于 $10\ \Omega \cdot \text{m}$ ,声波时差大于等于 $70\ \mu\text{s}/\text{m}$ ,密度( $DEN$ )小于等于 $2.58\text{ g}/\text{cm}^3$ ,渗透率( $K$ )大于等于 $0.05\text{ mD}$ ,含水饱和度( $S_w$ )小于等于40%。

## 1.5 其他特征

气测录井显示,上述煤层的全烃异常超过40%, $C_{19}$ 煤层的全烃异常高达83%,表明产气潜力较大;煤心出筒时 $C_{19}$ 、 $C_{23}$ 、 $C_{24}$ 和 $C_{25}$ 等煤层能见到较多气泡。

结论:可将 $P_3l$ 中煤储层定性为低渗透率、低压力和非均质性强的岩性封闭煤层气藏。同时各目的煤层的水分为 $0.7\%\sim 1.10\%$ ,埋藏深度内处于贫水区,水流动范围小乃至不流动;且煤系地层为弱含水层,其底部的 $P_2m$ 地层位于区域侵蚀基准面以下,都将有利于煤层气的储存和富集。

## 2 煤储层改造方案及实施效果

### 2.1 大村煤层气试验井网煤储层的基本条件

①地质构造简单,目的煤层厚度超过2 m,较稳定;②煤层组层间距近; $C_{19}$ — $C_{23}$ 煤层平均层间距为 $7.89\text{ m}$ ;③固井质量好:目的煤层上下20 m内为良好—合格以上;④临界解吸压力、饱和度、地解比、含气量较高、解吸时间短等参数显示,有利于煤层解吸产气;⑤煤储层的保护贯穿于钻井、完井的全过程。

### 2.2 压裂排采中应解决的问题

#### 2.2.1 自身条件差

与国内开发成功的山西沁水盆地等地相比<sup>[2-4]</sup>,本

试验井组在目的煤层渗透率( $K$ )值偏低、厚度偏薄、地应力较高、地层倾角较大、高煤阶,且在西南地区没有成功经验可供借鉴等不利情况下,对是否出气,产气量是否达到工业产能标准难以预测。

#### 2.2.2 必须制订符合大村试验井组的煤储层改造方案

不改造煤储层,煤层气井无产气能力,必须实行压裂改造<sup>[5-10]</sup>。方案制订以深化煤储层特征描述、预测煤层气井产能为基础,参考山西高煤阶改造成功的经验,制订本井组的优化方案。

#### 2.2.3 压裂改造设备

作业中可能出现无规律的异常高作业压力,要求选用进口皇冠2000型及国产2500型压裂泵车机组实施压裂作业,确保工程质量。

#### 2.2.4 排采管理

优化排采管柱结构,满足不同阶段的排采需要,最大限度地降低煤层压力,获得煤层真实的产量。

## 2.3 适合大村煤层气井网的技术措施

根据古叙矿区大村矿段煤层倾角较大、单煤层较薄、煤层局部有构造煤、煤质较软、煤岩中灰分含量较高、变质程度高等特点,结合FracproPT三维模型模拟结果制订了以下技术方案和措施:

1)采用活性水、光套管、大排量、中—高砂比中型压裂。

2)活性水压裂液配方中选高效表面活性剂做添加剂,以降低压裂液的表面张力和界面张力,降低压裂施工摩擦阻力,促进和加快压裂液的返排。

3)为了获得较长、稳定的动态压裂裂缝,适当增加前置液量和用段塞式加砂压裂工艺。

4)排采期间采用井下存储式直读电子压力计监测井下流动压力,有效控制液面下降速度和煤层排水强度,并加强排采动态分析,调整和优化排采制度。

5)排采过程以保护煤层不受伤害、获得最佳产量为原则,实现稳定连续排采。

6)采用抽油机+管式泵方式排水采气,根据井下情况决定是否采用气锚,利用油套环空产气。

## 2.4 压裂排采实施效果

### 2.4.1 射孔

采用127弹聚能深穿透射孔技术<sup>[5,10]</sup>, $90^\circ$ 相位角螺旋布孔,射开 $C_{19}$ 、 $C_{23}$ 和 $C_{25}$ 等3个煤层,射孔发射率100%。

### 2.4.2 压裂

每口井进行2个层次的压裂作业(表1),即 $C_{25}$ 煤层单层压裂, $C_{19}+C_{23}$ 煤层合层压裂<sup>[11-14]</sup>。先压下层

表 1 压裂施工情况简表

井号	煤层	煤层中部深度/m	破裂压力/ MPa	破裂压力梯度/ MPa·m <sup>-1</sup>	工作压力/ MPa	施工排量/ m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup>	加砂量/ m <sup>3</sup>	砂比	停泵压力/ MPa	1 h 后压力/ MPa
DC-1	C <sub>25</sub>	504.75	24.3	0.048 1	14~19	5~6	20	10.8	15.6	8.53
	C <sub>19</sub> +C <sub>23</sub>	481	19.8	0.041 2	11~25	7.8	40	11.0	10.0	7.9
DC-2	C <sub>25</sub>	546.75	27.3	0.049 9	17~32	5.8~6.2	18.6	8.1	14.1	砂堵
	C <sub>19</sub> +C <sub>23</sub>	524.75	28.3	0.053 9	24~32	7.5	15.2	5.0	22.1	砂堵
	C <sub>19</sub> +C <sub>23</sub>	524.75			27~33	7.8	13.3	4.3	26.1	18.5
DCMT-3	C <sub>25</sub>	608.75	26.9	0.044 2	24~29	5~6	20	10.4	17.4	9.8
	C <sub>19</sub> +C <sub>23</sub>	583.25	23.9	0.041 0	16~22	7.8	40	11.6	15.1	11

C<sub>25</sub> 煤层,后填砂压上层 C<sub>19</sub>+C<sub>23</sub> 煤层。

2000 型压裂车及 XJ-250 型修井机、ACF-700 型洗井泵车、数据采集与监控车等设备完成压裂工作量 7 层次,共计加入兰州产 0.5~1.2 mm 石英砂 167.17 m<sup>3</sup>,共使用前置液、携砂液及顶替液 2 783.17 m<sup>3</sup>,C<sub>25</sub> 煤层砂比为 8.0%~10.8%,C<sub>19</sub>+C<sub>23</sub> 煤层砂比为 4.3%~11.6%。

地层破裂压力高,煤层埋深较浅,破裂压力梯度为 0.041~0.054 MPa/m,值较高(通常的破裂压力梯度小于等于 0.026 MPa/m),判断煤储层致密,地应力高,裂缝较难保持,易闭合。

压裂施工压力高,曲线呈锯齿状,裂缝在延伸过程中可能遇到异常地质体或构造煤,延伸比较困难。表明煤层顺走向、倾向的空间展布较复杂,需要进一步研究煤储层的规律(见图 1)。尤其 DC-2 井 C<sub>19</sub>+C<sub>23</sub> 煤层实施了二次压裂,工作压力仍然居高不下,加砂的浓度上不去,造成后期排水时间增长,见气时间晚。

评价:选用较大压裂规模和较高排量针对性较强,在加砂压力高于 30 MPa 的情况下,采用低砂比打磨裂缝通道,为后期增大砂比创造了条件,压裂作业达到了预期的目的。

2.4.3 裂缝形态

采用微地震裂缝监测技术,完成了 DC-2 井压裂裂缝的延伸方向和长度的监测。为不对称不等长裂缝<sup>[15]</sup>,与区域主应力方向一致,且在地层的上倾方向造缝长度大于下倾方向的长度。据压后裂缝拟合结果显示,DC-2 井在 C<sub>19</sub>+C<sub>23</sub> 煤层中压后产生了 4 条裂缝,C<sub>25</sub> 煤层压后产生 3 条裂缝。

评价:与采用 FracproPT 三维模型模拟的结果基本一致,达到了设计中裂缝延伸长度的目的,效果明显。

2.4.4 排采与点火试验

在压裂后放溢流的过程中来自煤层中的溶解气能点火,初步判断煤层具有解吸能力<sup>[5,11]</sup>;通过排采抽出的水水质清、微泛黄、不含煤粉,证实地层未吐砂,裂缝保持开启状态,未闭合。

DC-1、DC-2、DCMT-3 井的抽油泵分别位于井深 459.87 m、498.87 m、603.61 m(表 2)。通过抽油机和抽油泵排水,随着井筒压力的持续稳定下降和均衡传递,远离井筒处单相水流动—裂隙中气水两相流动—井筒内气体单相流动,直到井筒周围储层的压力降到煤层的临界解吸压力之下,煤层气井开始出气,直至气流稳定。

抽采 40 余天煤层开始解吸,压力逐渐上升,进入产气阶段。DC-1 井、DC-2 井、DCMT-3 井于 2010 年 2 月 9 日、3 月 8 日、2 月 2 日先后点火成功。到 6 月 30 日共计采出地层水 2 005.4 m<sup>3</sup>(含溢流);采出煤层气共计 35.1×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。

根据 DC-1、DC-2、DCMT-3 井水量和液面变化情况分别制订了长冲程中等冲次、长冲程快冲次、长冲程小冲次的排采制度,较好的实现了 3 口井解吸、点火、

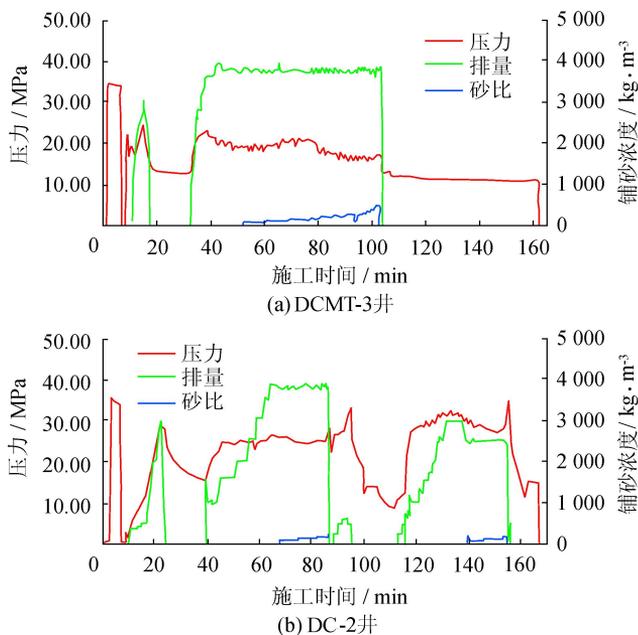


图 1 C<sub>19</sub>+C<sub>23</sub> 煤层压裂施工曲线对比图

表 2 大村煤层气井排采情况统计表

项 目	井 号			
	DC-1	DC-2	DCMT-3	
钻探时间	2008-12-10~2009-04-21	2009-04-26~2009-06-11	2007-12-12~2008-07-01	
射孔—压裂时间	2009-11-05~2009-11-13	2009-11-05~2009-11-25	2009-11-07~2009-11-15	
抽排时间	2009-12-21 10:00	2010-01-06 11:00	2009-12-23 19:00	
泵挂高度/m	478.91	498.87	603.61	
压力计深度/m	480.4	503.8	618.78	
解吸情况:	解吸时间	2010-02-04 6:00	2010-02-25 6:00	2010-01-30 6:00
	井底压力/MPa	2.471	1.901	3.289
	液面高度/m	233.30	313.70	289.88
点火情况:	点火时间	2010-02-09 15:00	2010-03-08 16:00	2010-02-02 8:00
	井底压力/MPa	2.175	1.895	3.087
	井口压力/MPa	1.50	1.32	2.18
	液面高度/m	412.90	446.30	528.08
产量累计情况:	截止时间	2010-03-14 15:00	2010-03-14 15:00	2010-03-14 15:00
	水量/m <sup>3</sup>	388.78	261.33	371.18
	气量/m <sup>3</sup>	12 026.6	996.0	47298.3

上产的目的。目前各井正在稳产或上产。

值得一提的是 DCMT-3 井出气后生产压力上升快,目前生产压力 1.31 MPa,产气量 1 550 m<sup>3</sup>/d,超过 1 500 m<sup>3</sup> 已维持 32 d,情况较好<sup>[12]</sup>。

评价:按照《煤层气资源/储量规范》的标准,达到了 500~1 000 m<sup>3</sup>/d 的工业产能指标。排采出气点火证明煤储层压裂改造成功,方案针对性强,连续稳产高产表明根据优化的改造措施适合南方煤储层的改造,具有示范性。

### 3 煤储层改造中存在的问题

#### 3.1 压后煤储层渗透率的变化情况

制约煤储层出气与否的关键在于通过煤储层的改造以提高煤储层渗透率,而改造后储层的渗透率有多大的变化,没有规律可循。在煤层气井产气后要利用渗流力学等理论深入研究,总结规律,完善本区煤储层改造方案。

#### 3.2 应开发适合倾斜地层的储层模拟软件

研究中采用的 FracproPT 三维模型的假设条件是地层水平、均质,模拟的裂缝是对称的,实际上试验井组地层倾角 30°,据裂缝监测结果,上倾方向裂缝延伸长,而支撑剂充填相反,所以在以后的煤储层改造方案制订中,务必开发适合倾斜地层的储层模拟软件,或采用校正系数,确保设计与结果具有更好的复合性。

#### 3.3 分层试验产气能力

C<sub>19</sub>+C<sub>23</sub> 合层压裂、C<sub>19</sub>+C<sub>23</sub>+C<sub>25</sub> 全井合采是目前各地煤层气井常用方案之一,作为试验井组不仅要出

气,还要对每一目的煤层的产气能力作出定量评价,以便制订矿段煤层气总体开发方案。因此各目的煤层厚度薄与产气能力的矛盾在现阶段需要更好的办法去解决。

## 4 结论与建议

### 4.1 结论

1)煤储层特征研究较深入,制订的煤储层改造方案较适合大村生产试验井的实际。

2)改造效果好。3 口井均产气并点火成功,是四川省煤层气地面抽采试验的重大突破,对我国西南地区大倾角、低—特低渗透、薄煤层、高煤阶地面抽采煤层气具有示范意义和参考价值。

3)排采科学化。严格执行煤层气井的排采规范,从细节做起,根据井下情况变化实时调整排采方案,是井网出气早、产量稳定的重要保障。

### 4.2 建议

1)煤层气井产气规律有待进一步试验和总结。目前生产试验井少,要继续扩大试验区,探索更加合理的射孔、压裂方案及排采制度,为商业化开采大村乃至古叙矿区的煤层气资源做好准备。

2)造缝高度需要测井温或示踪剂等方法进行验证,便于对煤层顶底板破坏性的研究,为煤矿开采创造条件。

3)压裂方式的改变;目前的填砂工艺虽较简单,但工期较长、劳动强度大,改用工艺成熟的封隔器压裂,对加快施工进度和保证质量仍是可行的。

4)通过三维地震掌握清楚四川省煤矿区倾斜煤层在倾向、走向的变化规律,为引进水平井等钻探新工艺的试验打好基础。

5)抽油泵的改进。该区煤层含水性差,虽然大口径抽油泵对早期排水降压有好处,但随着降压解吸出气后,水位下降较快,不利于煤层气的长期稳产和高产,如果将目前抽油泵的口径由 $\varnothing 44$  mm改为 $\varnothing 38$  mm,将会实现更科学的抽采。

#### 参 考 文 献

- [1] 四川省煤田地质局.四川省煤层气开发利用研究[R].成都:四川省煤田地质局,2002.
- [2] 石书灿,林晓英,李玉魁.沁水盆地南部煤层气藏特征[J].西南石油大学学报,2007,29(2):54-56.
- [3] 王一兵,孙平,鲜保安,等.沁水煤层气田开发技术及应用效果[J].天然气工业,2008,28(3):90-92.
- [4] 赵庆波,田文广.中国煤层气勘探开发成果与认识[J].天然气工业,2008,28(3):16-18.
- [5] 李明潮,梁生正.煤层气及其勘探开发[M].北京:地质出版社,1996:106-110.
- [6] 田文广.煤矿区煤层气综合开发利用模式探讨[J].天然气工业,2008,28(3):87-89.
- [7] 付玉,郭肖.煤层气储层压裂水平井产能计算[J].西南石油学院学报,2003,25(3):44-46.
- [8] 李景明,巢海燕,李小军,等.中国煤层气资源特点及开发对策[J].天然气工业,2009,29(4):9-13.
- [9] 孙茂远,刘贻军.中国煤层气产业新进展[J].天然气工业,2008,28(3):5-9.
- [10] 尹中山.四川煤层气勘探开发应注意的问题[J].四川地质学报,2009,28(2):242-243.
- [11] 赵庆波,孙斌.中小型含煤盆地煤层气勘探取得突破的几点认识[J].天然气地球科学,2004,15(5):453-456.
- [12] 四川省煤田地质局.四川省古蔺县大村煤层气井网压裂报告[R].成都:四川省煤田地质局,2009.
- [13] 中联煤层气有限责任公司.中国煤层气勘探开发技术研究[M].北京:石油工业出版社,2007.
- [14] 赵庆波,陈刚,李贵中,等.中国煤层气富集高产规律、开采特点及勘探开发适用技术[J].天然气工业,2009,29(10):13-19.
- [15] 李安启,姜海.我国煤层气井水力压裂的实践及煤层裂缝模型选择分析[J].天然气工业,2004,24(5):91-94.

(收稿日期 2010-03-19 编辑 罗冬梅)