

# 贵州织金煤层气非储层水平井开发技术研究

李勇, 黄明勇, 宋继伟, 班金彭

(贵州省地质矿产勘查开发局一一五地质大队, 贵州 贵阳 551400)

**摘要:**直井开发煤层气钻井和压裂成本高,控制面积小,单井产气量低;煤层内水平井钻进难度大,风险高,薄煤层中井眼轨迹控制难度大,钻井液有害固相对储层伤害严重,采收率低。基于此,分析贵州织金区块煤系地质构造,提出在煤系地层内稳定的非储层内布水平井,通过压裂造缝沟通水平井上下煤层同时开发多层煤层的新思路。与常规开发方式相比,非储层内水平井具有钻井风险小、储层伤害小、单井产量高的优点,同时还可以开发煤系致密气和页岩气,提高非常规天然气利用率。研究非储层内水平井开发贵州织金煤层气技术,为解决贵州煤系地层煤层多而薄、层间距小等特性煤层气开发难题以及综合利用煤系气提供新的方式。

**关键词:**煤层气井;水平井;储层伤害;压裂造缝

**中图分类号:**P634 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2017)10-0031-06

**Research on Non-reservoir Horizontal Well Development Technology of Zhijin Coalbed Methane Reservoir in Guizhou Province/LI Yong, HUANG Ming-yong, SONG Ji-wei, BAN Jin-peng** (115 Geological Team, Bureau of Geology and Mineral Exploration and Development of Guizhou Province, Guiyang Guizhou 551400, China)

**Abstract:** Drilling and fracturing come to high cost for vertical well in coalbed methane development with small control area and low production rate of single well; while for horizontal wells in coal seam, drilling is difficult with high risk and well-bore trajectory control is difficult in thin coal seam, the harmful solid in drilling fluid has serious reservoir damage and the recovery factor is low. Based on the above, this paper analyzes the geological structure of coal measures in Zhijin block of Guizhou and puts forward a new way that horizontal wells are laid in stable non-reservoir of coal measure strata to get through the coal seams above and under the horizontal wells by hydraulic fracturing for multi coal seams development at the same time. Compared with the conventional development mode, the horizontal wells in non-reservoir have the advantages of small drilling risk, light reservoir damage and high production of single well; and at the same time, coal measure tight gas and shale gas can be developed to improve utilization ratio of unconventional gas. The research on the development technology of Guizhou Zhijin coalbed methane in non-reservoir with horizontal wells provides new way to solve the difficult development of coalbed methane in Guizhou coal measures strata with the characteristics of many thin coal seams and small interlayer spaces as well as the utilization of coal measures gas.

**Key words:** coalbed methane well; horizontal well; reservoir damage; hydraulic fracturing

## 0 引言

贵州具有丰富的煤炭资源,煤层气资源储量大,丰度高,埋深 1500 m 以浅的煤层气资源量达到 23000 亿  $m^3$ ,居全国各省区第二位,具有长远的开发利用潜力<sup>[1-2]</sup>。然而,贵州煤层表现为多而薄、构造不稳、埋藏浅、层间距小等特征,采用常规技术开发煤层气面临以下 4 个难题:

- (1)单井产量低,区域开发钻井成本高;
- (2)分层压裂费用高,施工周期长,压裂液对储

层影响大;

(3)直井合层开采层间干扰大,开采制度不易掌控;

(4)煤层内水平井开采面临钻井难度大、井下事故多的风险,而且钻井液有害固相对储层伤害严重,同一井眼不能开采多个煤层。

笔者通过分析织金区块地质特征,结合当前水平井钻井和压裂技术的发展,提出在煤系内构造稳定的灰岩或砂岩内布置水平井,采用两种方式完井。

收稿日期:2017-03-27;修回日期:2017-09-13

**基金项目:**贵州省科技支撑计划社会攻关项目“煤系非常规天然气(煤系气)富集规律研究”(编号:黔科合[2016]支撑2807);贵州省地质矿产勘查开发局青年地质科学研究项目“贵州西部煤层气地质评价工作方法研究——以织金县为例”(编号:黔地矿科合(2016)42号);贵州省地质矿产勘查开发局重大地质科学研究项目“贵州省织金县精准扶贫煤层气勘探与开发示范研究”(编号:黔地矿科合(2016)01号)

**作者简介:**李勇,男,汉族,1969年生,队长,主要从事固体矿产钻探与煤层气钻井与开发研究工作,贵州省清镇市北门桥,1035986705@qq.com。

第一种,裸眼完井,分段压裂;即将完井管柱和压裂管柱合并为一趟管柱一起下入,采用双向锚定悬挂封隔器悬挂扩张式裸眼封隔器、投球式喷砂滑套、压差式开启滑套以及坐封球座等工具下入井内,使用裸眼封隔器封隔水平段,实现压裂作业井段横向选择性分段隔离,根据压裂段数进行分段压裂,可以实现全井段完全压裂作业。第二种,下套管或筛管完井,水力喷砂射孔压裂;即将工具串下至压裂井段,流体通过喷射工具,压能被转换成动能,高速流体冲击形成射孔通道,完成水力射孔和分段压裂。通过分段压裂,单井眼沟通煤系多个储层,利用一个井眼开采煤系多个煤层。该方法能有效解决煤层内水平井钻井困难、水平段无法延伸的难题;单井同时开发多个煤层,提高单井产量,降低区域开发成本,为贵州煤层气商业化开发提供新方法。

## 1 地质特征及开发现状

织金区块位于贵州省西部,含煤面积达到63.6%,煤层气地质资源量达 $7706 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,煤系地层主要发育于上二叠统龙潭组,保存于向斜和密封条件好的小型断层区内<sup>[3]</sup>;区内发育煤层多、含气量高(见表1)、煤层气资源丰度高,地质条件较好<sup>[4-5]</sup>;煤层间页岩、致密砂岩较发育(见表2),有含气显示。

表1 贵州织金PQT-1井龙潭组煤层样品现场解吸含气量

样品编号	样品质量/kg	气体体积/mL	含气量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$
M14	1.37	4108	3.00
M16-1	0.89	1612	1.81
M16-2	1.04	944	0.91
M17	0.69	800	1.16
M20	1.45	1937	1.34
M23	0.96	2544	2.65
M27	1.14	5952	5.22
M30	1.35	5656	4.19
M32	0.99	4500	4.55

由于煤层多而薄(层数30~40层,层厚0.3~4.6m)、层间距变化大、渗透率低、单层资源量有限<sup>[6-7]</sup>的特点,近年来,中国石化华东分公司、贵州天然气能源投资股份有限公司、奥瑞安清洁能源公司等对织金区块进行不同程度的勘探开发,但全都采用直井分层压裂、合层排采的传统模式,单井最高产量只有 $2830 \text{ m}^3/\text{d}$ ,且稳产周期短,部分井日产 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上只有75d, $1000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上120d,后

期呈缓慢下降趋势<sup>[8]</sup>。

## 2 设计案例分析

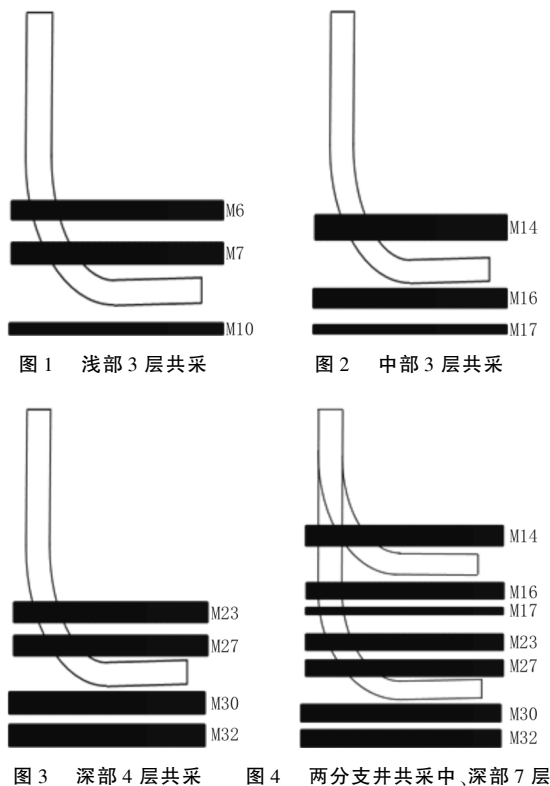
贵州省织金区块内龙潭组发育有M6~M32多个煤层,以某井为例,地层详见表2,煤厚0.35~2.87m,层间距差异大,最小8.52m(M6和M7),最大38.25m(M10和M14);现场解吸的含气量显示见表1,M6~M32均有勘探开发价值。

表2 贵州织金PQT-1井龙潭组地质剖面岩性描述

层位	底深/m	厚度/m	岩性简述
M6	150.96	0.60	粉煤夹块煤
P313	167.83	16.87	炭质泥岩、细砂岩、粉砂质粘土岩等,含0.32m厚块煤
M7	168.48	0.65	块煤为主
P313	181.55	13.07	粘土岩、细砂岩、泥质粉砂岩等
B5	187.34	5.79	粉砂质粘土岩与细砂岩
P313	189.09	1.75	泥晶灰岩、炭质粘土岩
M10	189.44	0.35	粉煤为主
P313	224.82	35.38	粉砂质粘土岩、炭质泥岩、泥晶灰岩、11.76m厚细砂岩
M14	227.28	2.46	块煤为主
P313	253.91	26.63	粉砂质粘土岩、细砂岩,含0.58m厚块煤
M16	256.18	2.27	块煤为主
P312	264.38	8.20	粉砂质粘土岩、炭质泥岩夹细砂岩
M17	265.50	1.11	块煤为主
	289.11	23.61	粘土岩、粉砂质粘土岩、细砂岩、少量块煤
P312	291.64	2.53	细砂岩
	294.77	3.13	粘土岩、灰岩、泥晶灰岩
B7	299.23	4.46	泥晶灰岩
P312	301.44	2.21	粘土岩
M23	302.80	1.36	块煤为主
	309.61	6.81	细砂岩、泥晶灰岩
P312	320.28	10.67	粉砂质粘土岩、泥晶灰岩、少量块煤
M27	321.72	1.44	块煤为主
	326.01	4.29	粘土岩、炭质泥岩、块煤
P312	333.61	7.60	细砂岩夹粉砂岩
M30	335.12	1.51	块煤为主
	342.25	7.13	炭质粘土岩
P312	346.45	4.20	细砂岩
	348.98	2.53	粘土岩
M32	350.82	1.84	块煤为主
P312	357.86	7.04	粘土岩

近年来,孟尚志等<sup>[9]</sup>学者对不同岩性复合产层间水力压裂裂缝延伸规律研究表明,当不同岩层间应力差在4~6MPa时,水力压裂既能保证裂缝穿透界面,又能保证高效沟通煤岩中天然弱面形成网络裂缝。通常情况,煤层间硬脆性砂岩和灰岩与煤层应力差合适,满足复合产层压裂的条件。通过分析贵州织金区块地质剖面,龙潭组煤层M7与M10、M14与M16以

及M27与M30之间均有以砂岩为主的岩层提供水平井布井地质条件,结合各煤层间距大小,设计图1~图4四种井身结构对龙潭组煤层气进行系统化开发。



### 3 技术先进性

针对贵州织金煤层特征,提出非储层内布水平井开发煤层气的新思路。将水平井段布置在砂岩、灰岩等稳定的非储层内,避免了煤层构造不稳产生井壁垮塌掉块带来的钻井事故,提高钻井成井效率,提高增加单井控制面积,减少区域钻井数量;降低钻井液长时间浸泡煤层产生的伤害;融合了水平井改变渗流方式提高产量的优点。

#### 3.1 钻井难度和风险小

目前地面开采煤层气的井型主要有常规直井、从式井、多分支水平井。贵州煤层气开采受地质条件、经济水平及钻井技术限制,主要以常规直井为主,只有贵州盘江发展有限公司在六盘水地区钻出了定向井。织金区块自2009年中国石化华东分公司开始勘探以来,均为直井开采。近年来,随着贵州煤层气大规模开发,罗开艳<sup>[10]</sup>针对贵州煤层多、煤厚薄、煤层群发育的特征,提出直线型单排排列法布从式井开发的设想并在贵州省盘江矿区松河矿煤层气地面开发示范工程中成功应用。但由于贵州织金区块煤体粉

煤多、块煤易脆、煤层多,煤系气含量高的特点,常规的从式井不仅钻井风险高,还不能有效开采煤层气。

如图1~图4的布井方式,水平段在稳定的岩层内延伸,井壁稳定,避免了煤层易垮塌掉块带来的钻井风险,提高了钻井效率。通过压裂改造后,井眼连通多个煤层,能达到有效开发煤层气的目的。

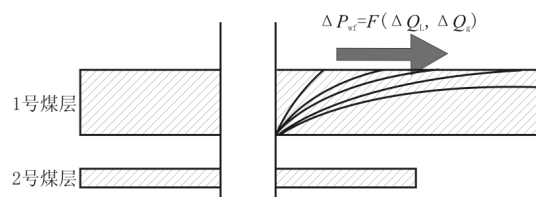
#### 3.2 钻井过程中储层伤害小

煤层作为煤层气的生储层,与常规天然气储层差别很大。煤储层具有的低压、低渗、非均质性强、割理异常发育等地质特点决定其在钻进过程中容易形成不可逆转的伤害,其程度远远高于常规天然气井。使用水平井技术开发煤层气,技术工艺较为复杂,钻进施工时间长,为确保井下安全,水平井段通常采用过平衡钻进技术,钻进过程中煤储层极易受到钻井液及其固相颗粒、钻井压力等因素引起的伤害,对气体的解吸、扩散、运移产生非常不利的影响,大大降低开采效率。

非储层内水平井方式开采,一开直井段使用空气潜孔锤快速钻完井,二开定向段采用清水或水基钻井液钻进,完钻后下技术套管固井封堵裸露煤层,为提高钻进效率和井下安全,三开水平段采用水基或油基钻井液过平衡钻进,完井后用氯化钾溶液清洗井筒。这样的开采方式避免了钻井液长时间浸泡煤层,有效降低钻井液中的固相颗粒和钻屑伤害煤层。

#### 3.3 综合开采周期短,稳产周期长

由于煤储层地质的特殊性,长期工程实践形成了“持续、缓慢、稳定”的储层保护开发原则<sup>[11-13]</sup>;在“排水降压,解吸见气”的过程中,通过控制井底流压的下降速率防止压敏、速敏及煤粉堵塞等造成储层伤害。以两层煤为例,如图5中1、2号煤层排采过程中,为增加泄流面积,提高返排率,同时兼顾多煤层,遵循“阶梯式降压原则”,即以降压和产水(产气)之间的耦合关系为依据,使单位压降条件下获取最大产水(或产气)量。



注:  $\Delta P_{wt}$ —井底流压, MPa;  $\Delta Q_L$ —日产水量,  $m^3/d$ ;  
 $\Delta Q_g$ —日产气量,  $m^3/d$

图5 多煤层直井合采降压漏斗示意

直井排采时,采用缓慢降压阶段、阶梯降压阶段和稳流压生产阶段的3阶段进行控制(图6),假如储层压力、煤层解吸压力、稳产压力、启抽压力和井底流压分别为 $P_p$ 、 $P_j$ 、 $P_w$ 、 $P_s$ 、 $P_{wf}$ ,两层煤的解吸压力分别为 $P_{j1}$ 、 $P_{j2}$ 。即抽水降低井底流压至b点,1号煤层临近解吸,缓慢控制流压下降至c点,控制套压使1号煤层稳定生产一段时间后,再降压使2号煤层解吸生产。这种控制方法繁琐、精细、不易掌控,层间干扰大,排采周期长,而且多煤层同时产气时间短。

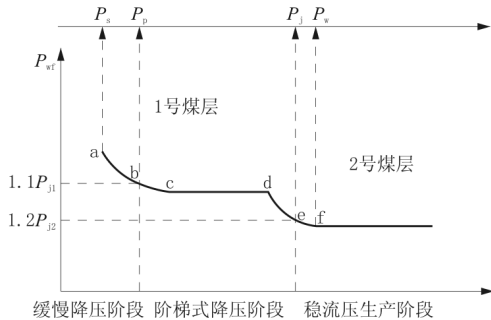


图6 直井排采生产过程

非储层内水平井开发排采时,1、2号煤层水同时流向井筒(如图7),可将排采分为2个阶段,即缓慢降压阶段和稳流压生产阶段。由于流体在控制面积内为平面流,在不伤害储层的前提下可适当加快冲次,产水量大、降压均匀且迅速,1、2号煤层可同时解吸,产气叠合时间长,缩短了排采周期,节省了排采成本,有利于商业化开采。

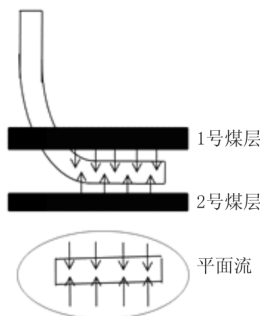


图7 水平井开采

### 3.3.1 织金平桥向斜区块典型直井排采情况

PQT-1井是平桥向斜内施工的一口参数井,采用活性水加砂压裂液压裂了14号和16号煤层,对2层实行合采;2016年11月23日投产,由于产水量过大,中途更换排采设备,至2017年7月16日才见气。2017年7月21日出现第一产气峰值 $163\text{ m}^3/\text{d}$ ,但不稳定,只能通过进一步降低流压才能产气,排采周期延长,其排采情况如图8。

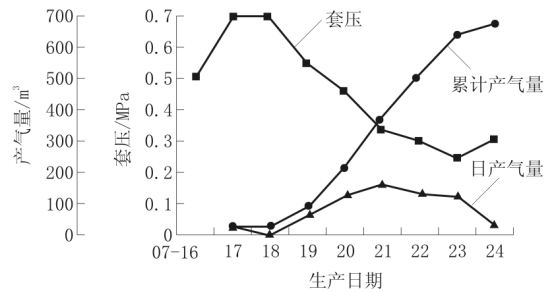


图8 PQT-1井排采曲线

### 3.3.2 大宁区块典型水平井排采情况

DNP02井为大宁区块内典型多分支水平井,2014年11月18日完工,总进尺8018 m,煤层钻遇率90%;投产后于2005年4月5日产气量达 $20392.93\text{ m}^3/\text{d}$ ,并且持续高产(3年稳定日产 $18000\sim 40000\text{ m}^3/\text{d}$ ),其排采曲线如图9<sup>[14]</sup>。

### 3.4 改变渗流模式

直井抽水降压过程,水流以井筒为中心,以径向流模式流向井筒(如图10),渗流阻力大,返排率较低;压力波径向传递,近井地带降压迅速,解吸过快,远井地带解吸滞后甚至不解吸。

非储层单支水平井压裂后能够打通一个甚至多个煤储层割理和裂缝系统(参见图7),水平井段大大增加了单井波及面积和泄气面积,抽水降压时,水流以水平井眼为中心线,以平面流为主、径向流相结合的方式流向井筒,降低裂隙内气液两相流的流动阻力,加速流体的排出,返排率高,提高了采出程度;压力波平面传递,整个井眼控制的面积内同时降压,同时解吸,单井产量高。

### 3.5 综合开发效益高

贵州省地貌深受地质构造影响,以高原、山地为主,境内无平原,岭谷高差明显,切割强烈,单井的三通一平费用高,钻机搬迁困难且费用高昂,同时也难以找到宽阔的场地作为大型钻井平台。与采用射孔完井和水力压裂增产的常规直井难选井场相比,非储层水平井可根据井场位置设计井眼轨迹,具有得天独厚的技术优势,根据煤储层实际情况可以设计出适合的井身结构,最大限度增加水平段有效长度,提高单井井眼波及面积和泄气面积,减少区域钻井数量。非储层内水平井可选用钻井液种类多,钻井施工安全、操作方便、事故少,成井概率高。与常规直井相比,非储层内水平井钻采技术具有单井产量高、产出与成本比例大、最终开采程度高、经济效益

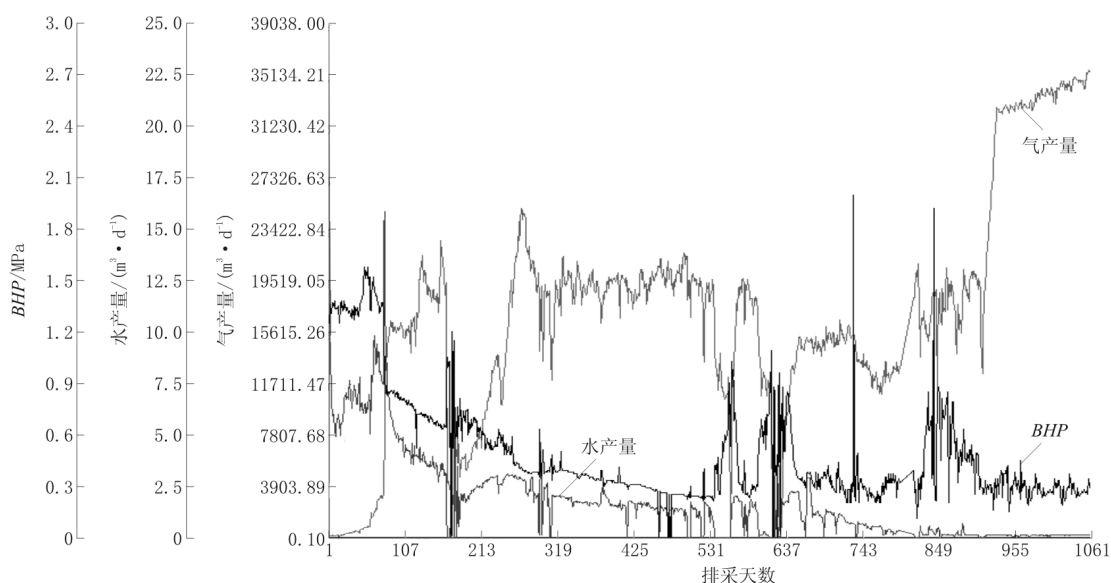


图 9 DNP02 井排采曲线

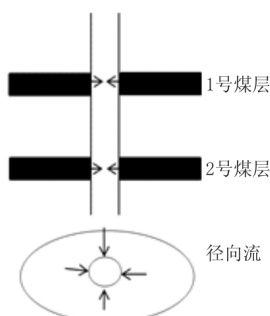


图 10 直井开采

长期良好等显著优势。

以 1000 m × 1000 m 控制面积为例,假设储层纵向上有 2 套可采煤层,埋深在 600 ~ 800 m,且储层各向性均质、层间距合适且含稳定的砂岩,顶、底板致密,无水窜。分别采用直井和水平井开采模式进行区域开采,经济效益分析如下。

### 3.5.1 井网密度

#### 3.5.1.1 直井开发模式

假设单井控制面积为 333 m × 333 m,为提高降压波及面积,提高煤层水返排率和煤层气采收率,结合当前压裂裂缝延伸半径 150 m 以内,则需布置 9 口直井才能全面覆盖整区块,井网如图 11。

#### 3.5.1.2 水平井开发模式

根据煤层气井常用石油 2000 或 SPS2000 型水源钻机钻进。结合钻机性能,设计水平段长度 400 ~ 600 m 时成井率较高,则布置 4 口水平井即可全面覆盖整个区块,如图 12。

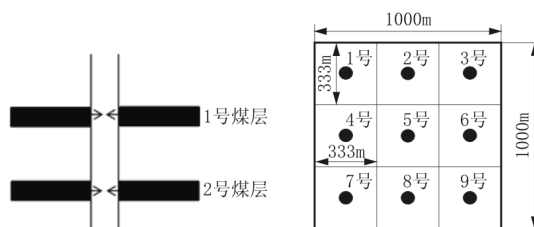


图 11 直井区域开发井网示意

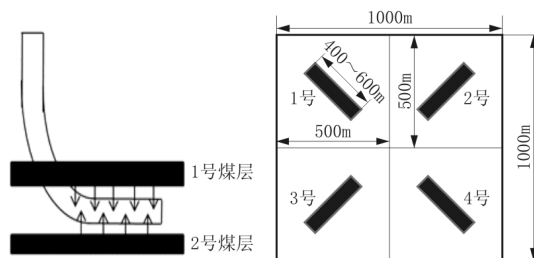


图 12 水平井区域开发井网示意

### 3.5.2 不同井型开发成本对比

由图 11 和图 12 可看出,同一区块采用不同井型开发,水平井开发模式可降低钻井数量,进而减少钻前、钻井、压裂及排采设备等直接费用;也可降低后期排采管理等间接费用。笔者通过对不同区块开发成本分析,结合当前市场价格,总结出单井开发成本如表 3。

表 3 单井开发成本明细

钻前/ 万元	钻井/ (元·m <sup>-1</sup> )		压裂 (元·层 <sup>-1</sup> )		排采 设备/ 万元	排采管 理/(万 元·年 <sup>-1</sup> )
	直井	水平井	直井/(万 元·层 <sup>-1</sup> )	水平井/(万 元·段 <sup>-1</sup> )		
15	1800	2500	35	50	40	8.4

以800 m埋深为例,假设水平井水平段600 m,则水平井井深至少1500 m,压裂增产需分三段进行;直井井深800 m,压裂2层。所有井组采用相同排采设备开采10年,综合成本如表4。

项目名称	直井开发成本	水平井开发成本	节约成本
钻前	180	80	100
钻井	1296	1500	-204
压裂	630	600	30
排采设备	360	120	240
排采管理费	756	336	420
总计	3222	2636	586

由表4可知,一定面积的储层,采用非储层内水平井开发模式,可节约投资成本20%左右;而且水平井通过压裂改造后裂缝有效贯穿整个储层,增加了降压波及体积,提高了煤层气和煤系气采收率,综合经济效益显著提高。

#### 4 技术难点

非储层内水平井开发煤层气成功的关键在于水力缝必须穿过非储层并在煤层内延伸,形成连通的割理和裂缝系统,满足气体的解析、运移,实现煤层气增产、高产。国内外学者理论和试验研究认为,水力压裂形成的缝隙系统在不同岩性复合储层间的扩展规律受地质条件和施工条件共同控制,实现非储层内水平井技术开发煤层气主要有以下几个技术难点<sup>[13-17]</sup>。

(1)研究特定区域储层地质条件特性,预测水力缝网空间形态,优化设计合理的井眼轨迹走向,增大缝网控气面积。

(2)需对影响非储层水力缝形成的因素进行充分的理论研究和工程实践验证,指导并制定出合理、适用的压裂方法。

(3)非储层内水平井技术开发煤层气是一种不同于以往的钻采新模式,目前多以理论和室内试验研究为主,尚未有现场施工案例,为确保完井后成功压裂,进行井眼轨迹设计前需对储层进行准确的力学实验研究,并将水平段设计在层间应力差合适、弹性模量最大的稳定岩层内,保证水力缝沟通多个煤层。

#### 5 结论

(1)采用非储层内水平井开发贵州织金煤层气,水平段在稳定的非储层内钻进,钻井难度小、风

险低,可延长水平段长度,提高单井控制面积,降低钻井和开采成本,经济效果显著。

(2)非储层内水平井压裂后,水力裂缝垂向延伸沟通了多个煤层及煤层间的砂岩和页岩,开采煤层气的同时开发煤系气,可提高非常规天然气资源利用率,应用前景广阔。

(3)非储层内水平井开发煤层气作为新的开发模式,符合贵州织金煤层多而薄、层间距小的地质特征;但开发效果受水力缝在垂向上的延伸规律影响,制定开发方案前需对开发区内岩层进行必要的力学实验,确保压裂效果,降低开发风险。

#### 参考文献:

- [1] 高弟,秦勇,易同生.论贵州煤层气地质特点与勘探开发战略[J].中国煤炭地质,2009,21(3):20-23.
- [2] 王宝文,秦勇,高弟,等.贵州水城矿区煤层气地质条件与可采潜力分析[J].中国煤炭地质,2010,22(10):28-32.
- [3] 金军,唐显贵.贵州省织金-纳雍煤田构造特征及其成因[J].中国煤炭地质,2010,22(3):8-12.
- [4] 杨兆彪.多煤层叠置条件下的煤层气成藏作用[D].江苏徐州:中国矿业大学,2012.
- [5] 秦勇,熊孟辉,易同生,等.论多层叠置独立含煤层气系统:以贵州织金-纳雍煤田水公河向斜为例[J].地质论评,2008,54(1):65-69.
- [6] 王小川.黔西南南滇东晚二叠世含煤地层沉积环境与聚煤规律[M].重庆:重庆大学出版社,1996:362.
- [7] 邵长金,邢立坤,李相方,等.煤层气藏多层合采的影响因素分析[J].中国煤层气,2012,9(3):8-21.
- [8] 彭兴平,谢先平,刘晓,等.贵州织金区块多煤层合采煤层气排采制度研究[J].煤炭科学技术,2016,44(2):39-44.
- [9] 孟尚志,侯冰,张健,等.煤系“三气”共采产层组压裂裂缝扩展物模试验研究[J].煤炭学报,2016,41(1):221-227.
- [10] 罗开艳.贵州煤层气丛式井抽采技术研究[J].能源技术与管理,2014,(4):124-126.
- [11] 饶孟余,江舒华.煤层气井排采技术分析[J].中国煤层气,2010,7(1):22-25.
- [12] 康永尚,邓泽,刘洪林.我国煤层气井排采工作制度探讨[J].天然气地球科学,2008,19(3):423-426.
- [13] 姚艳芳,李新春,姚小勤.煤层气井排采试气技术[J].油气井测试,2001,10(4):70-72.
- [14] 袁文峰.沁水盆地南部煤层气排采预警参数研究[D].北京:中国矿业大学(北京),2014.
- [15] Van Eekelen H A M. Hydraulic fracture geometry: Fracture containment in layered formations[J]. Society of Petroleum Engineers Journal,1982,22(3):341-349.
- [16] Teufel L W, Clark J A. Hydraulic fracture propagation in layered rock: Experimental studies of fracture containment[J]. Society of Petroleum Engineers Journal,1984,24(1):19-32.
- [17] Zhang X, Thiercelin M J, Jeffrey R G. Effects of frictional geological discontinuities on hydraulic fracture propagation[A]. the Spe Hydraulic Fracturing Technology Conference [C]. College Station, Tex - as,2007.