

◀ 油气开采 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.02.017

## 煤层气开采井组合方案设计与分析

付 利<sup>1</sup>, 申瑞臣<sup>1</sup>, 乔 磊<sup>1</sup>, 周伟强<sup>2</sup>

(1. 中国石油钻井工程技术研究院, 北京 100195; 2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249)

**摘要:** 我国煤层气地面开发目前大多以直井为主, 分支水平井和 U 形井为辅, 但是单井产量普遍较低。国外针对煤层地质特点, 开发了 V 形井、多向羽状分支井、多层开采等新型开采模式, 提高了煤层气单井产量, 降低了采气成本。借鉴国外经验, 详细设计了新型煤层气开采井组合方案: 2 口工程井成 90°、共用 1 口抽排直井, 2 口工程井 V 形布置、共用 1 口抽排直井, 锚形水平井和组合式锚形水平井等。以鄂尔多斯保德地区某煤层气区块的地质参数为依据, 利用 Eclipse 气藏模拟软件, 模拟分析了各方案的单井产气量、单井建井成本以及经济效益。与传统直井、分支水平开发模式对比发现, 新方案能大大提高煤层气的单井产量, 降低单位体积采气成本, 提高经济效益。其中组合式锚形水平井的产气量最高, 单位体积采气成本最低; V 形井的经济效益最高。最后, 针对新型煤层气开采井组合的研究现状, 提出了发展建议。

**关键词:** 煤层气 开发井 开发方案 单井产量 开发费用 经济效益

中图分类号: TE324 文献标识码: A 文章编号: 1001-0890(2012)02-0087-06

## The Design and Analysis of the Scheme for Well Patterns to Produce Coal Bed Methane

Fu Li<sup>1</sup>, Shen Ruichen<sup>1</sup>, Qiao Lei<sup>1</sup>, Zhou Weiqiang<sup>2</sup>

(1. CNPC Drilling Engineering Research Institute, Beijing, 100195, China; 2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing, 102249, China)

**Abstract:** Vertical well is the main ways for developing coal bed methane(CBM) in China, multi-lateral horizontal well and U-shaped wells are the subsidiary. But the gas rate per well in China is low constantly. In the view of characteristic of coal geology abroad, there have been developed some new recovery patterns, such as V-shaped wells, multi-lateral herringbone wells, and multi-layer development wells, which can not only increase gas rate but also reduce production cost. Learning from foreign experience, the new CBM patterns of well for produce CBM have been designed in detail, including: two engineering wells are vertical distributed, shared with one vertical well for extracting fluids, two engineering wells are arranged in V shape, shared with one vertical well for extracting fluids, anchored horizontal well and integral anchored wells, etc. According to geologic parameters of Baode district in Erdos Basin, with 16 km<sup>2</sup> of CBM resource, single well construction cost and overall economic benefit of each scheme have been analyzed and simulated by using Eclipse software. Through comparison of traditional vertical well and multi-lateral horizontal well, it is found that new pattern of recovery scheme can increase gas rate significantly, reduce gas production cost and boost cumulative economic benefits. Integrated anchor wells have the best gas rate per well and lowest gas production cost, while V-shaped wells have the highest cumulative economic benefits. Finally, the suggestion for producing CBM is presented by considering the present status of well patterns.

**Key words:** coal bed methane; development well; development scheme; output per well; development cost; economic benefit

井型选择是进行煤层气开发的基础, 优化开采井组合是提高煤层气采收率和经济效益的关键。我国煤储层具有低渗、低压和低饱和度的“三低”特点。目前, 煤层气地面开发以垂直压裂井为主, 兼有分支水平井与 U 形井模式的应用<sup>[1]</sup>。2007 年国外某公司在鄂尔多斯保德区块进行了 4

收稿日期: 2011-12-01; 改回日期: 2012-03-05。

作者简介: 付利(1985—), 男, 山东菏泽人, 2008 年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业, 2011 年获中国石油勘探开发研究院油气井工程专业硕士学位, 主要从事煤层气钻井、完井方面的研究工作。

联系方式: (010)52781887, hzfuli@163.com。

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司科学研究院与技术开发项目“煤层气钻完井技术研究”(编号: 2010E-2203)部分研究内容。

口 U 形井的施工,并同时进行了排采,最高产气量达到了  $5\ 789\ m^3/d$ ,平均产气量为  $2\ 000\ m^3/d$ ;据不完全统计,沁水盆地樊庄区块已钻分支水平井 38 口,其中 30 口井产气量低于  $5\ 000\ m^3/d$ 。在国外,澳大利亚的 Bowen 盆地成功应用了 V 形井技术,有效提高了单井产量,最高产气量可以达到  $70\ 791\ m^3/d$ <sup>[2]</sup>。美国的阿尔科马盆地和阿拉巴契亚盆地中部成功应用了三向和四向羽状分支水平井技术,利用上、下分支同时开采两层煤层,产气量最高可达  $141\ 584\ m^3/d$ <sup>[3]</sup>。对比国内外生产现状可知,国外针对各煤层地质特点,应用新型煤层气开采组合模式,提高了煤层气的单井产量,在一定程度上也相对降低了采气成本。借鉴国外煤层气开发模式的先进经验,为提高国内煤层气单井产气量,降低采气成本,笔者提出了新型煤层气开采井组合方案,希望对国内煤层气的开发生产有一定的促进作用。

## 1 开采井组合方案

### 1.1 2 口工程井成 $90^\circ$ ,共用 1 口抽排直井

2 口工程井成  $90^\circ$ 、共用 1 口抽排直井的开采方案(以下简称方案 1),2 口工程井在直井洞穴处交汇,可以采用直角或反向安排。工程井与洞穴直井的井口距离设计为 200 m 左右,以满足上部地层造斜段的水平位移量和连通作业所需的进尺要求(约需 80 m 的进尺)。

方案 1 与传统的两组“一对一”模式(1 口工程井+1 口抽排直井)相比,其主要优点是:1)节约 1 口抽排直井的征地、钻前工程、钻完井工程、地面集输工程和排水采气工程的费用;2)可较大幅度地提高煤层气井的单井产量(可视为 2 口水平井的产量)。

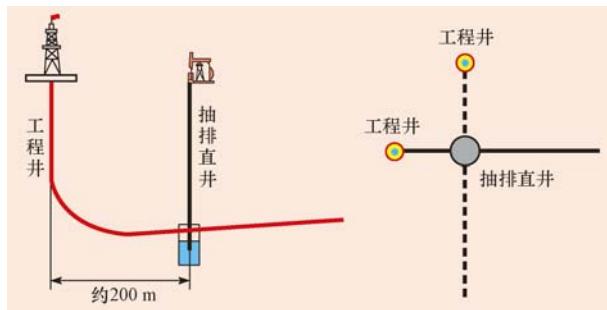


图 1 方案 1 垂直剖面与水平投影示意

Fig. 1 Vertical profile and horizontal projection sketch with scheme 1

可能存在的问题与隐患:1)直角排放时,水平井走向与最大主应力及井壁稳定性之间存在矛盾;2)一字形排放时,2 口工程井井眼轨迹之间容易相互干扰,须合理安排;3)一字形排放时,井眼轨迹上翘、下倾与产量之间的关系有变化;4)需要注意抽排直井洞穴在两次穿越时的稳定性,尤其是较大洞穴直径处积存的松散岩屑在二次干扰时的稳定性;5)抽排直井洞穴处在第二次穿越后要保持第一支井眼的畅通;6)2 口水平井采用 1 套抽排系统可能对泵组设备、抽排制度带来改变。

### 1.2 2 口工程井 V 形布置,共用 1 口抽排直井

2 口工程井 V 形布置、共用 1 口抽排直井的开采方案(以下简称方案 2),工程井与抽排直井进行远端连通,即由 2 口水平井与 1 口抽排直井组成象征意义上的 2 组 U 形井,且 2 口工程井水平投影方位夹角呈  $45^\circ$  或小于  $45^\circ$ 。

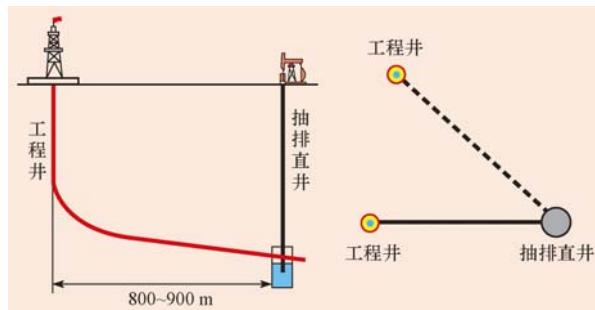


图 2 V 形井垂直剖面与水平投影示意

Fig. 2 Vertical profile and horizontal projection of V-shaped well

方案 2 的主要优点有:1)主井眼井斜角小于  $90^\circ$ ,有利于主井眼井段的钻井施工;另外 2 口工程井的夹角不大于  $45^\circ$ ,有利于中低渗煤层的排水降压;2)节约 1 口抽排直井的征地、钻前工程、钻完井工程、地面集输工程和排水采气工程的费用;3)可较大幅度地提高煤层气井的单井产量(可视为 2 组 U 形井的产量);4)与方案 1 对比,可在一定程度上缓解水平井走向与最大主应力及井壁稳定性之间的矛盾,有利于 2 口工程井井眼轨迹的合理安排,降低井眼干扰;5)比较容易处理井眼轨迹上翘、下倾与产量之间的关系。

可能存在的问题:1)要注意抽排直井洞穴在二次穿越时的稳定性,尤其是较大洞穴直径处积存的松散岩屑在二次干扰时的稳定性;2)抽排直井洞穴处在第二次穿越后要保持第一支井眼的畅通;3)2 口水平井采用 1 套抽排系统可能对泵组设备、抽排

制度带来改变;4)需要进行远端连通作业,增加了施工难度。

### 1.3 锚形水平井

锚形水平井组合方案由多口工程井和1口抽排直井组成,工程井之间的夹角可以为45°、60°和90°。工程井的数量可以设计为8口(方案3)、6口(方案4)和4口(方案5),见图3。

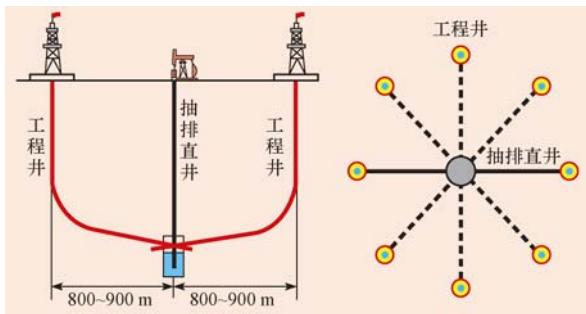


图3 锚形井垂直剖面与水平投影示意

Fig. 3 Vertical profile and horizontal projection sketch of anchor-shaped wells

从水平井眼的走向考虑,锚形水平井方案一般适宜在巨厚的煤层中钻进,利用1口抽排直井形成与多口水平井的连通。钻井施工结束后,仅留1口抽排直井进行排采作业,其余水平井场全部恢复正常地貌。该方案的主要优点是,可节约多口抽排直井占地、地面、钻井、排采及运行等的费用,并大幅度地提高煤层气单井产量。但同时需要考虑以下问题:1)由于是从周围向中间的抽排直井钻进,从井眼上翘、下倾走向与单井产量考虑,所控制区域必须是较厚的煤层,或者是理想的“锅底状”构造;2)必须考虑抽排直井洞穴井眼及洞穴周围多次连通时的井壁稳定问题,尤其是较大洞穴直径处积存的松散岩屑如何在多次干扰时保持稳定;3)抽排直井洞穴处在多次穿越后如何保持前期作业所完成的分支井眼的畅通;4)多口水平井采用1套抽排系统可能对泵组设备、抽排制度带来改变。

### 1.4 组合式锚形水平井

组合式锚形水平井方案(方案6)是在方案3,4和5的基础上,吸收了“共用工程井”的技术优点而提出的(见图4、图5)。与锚形井相比,可节约部分工程井井场费用及上部直井段钻井费用;与传统共用抽排直井方案相比,可节约部分抽排直井的钻井和排采费用。

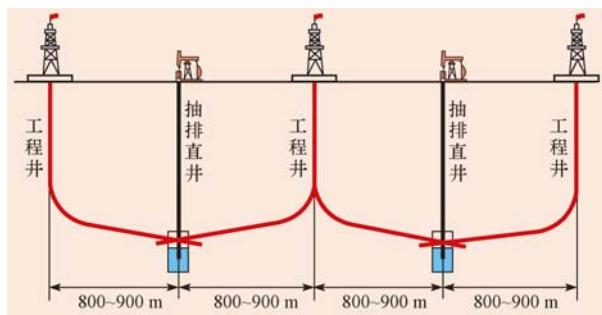


图4 组合式锚形井垂直剖面示意

Fig. 4 Vertical profile of integral anchor-shaped wells

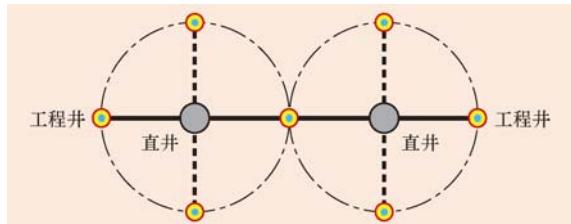


图5 组合式锚形井水平投影示意

Fig. 5 Horizontal projection sketch of integral anchor-shaped wells

## 2 开采井组合方案对比分析

### 2.1 各方案单井产量模拟

#### 2.1.1 煤层气储层计算参数

方案1—6与1 500 m煤层进尺分支水平井(方案7)、常规压裂直井(方案8)进行对比,以中国石油煤层气公司所属的鄂尔多斯盆地东部边缘的保德区块煤层气地质参数为初始依据,利用Eclipse气藏模拟软件对不同煤层气开采井组合方案的单井产量进行模拟计算。地质模型采用均匀网格模型,网格步长10 m;煤层段井眼尺寸为152.4 mm,位于太原组8/9#煤层;模拟时间为30 a。关键的地质参数依次为:煤层厚度15 m,孔隙度4.0%,水平井煤层进尺800 m,煤层埋深515 m,绝对渗透率3.0 mD,储藏压力4.5 MPa,煤岩密度 $1.4 \times 10^3$  kg/m<sup>3</sup>,含气量7.0 m<sup>3</sup>/t。

#### 2.1.2 各方案的日产气量及累积产气量

通过Eclipse油藏数值模拟软件对各开采井组合方案进行了产能模拟,得到了方案1和方案2的日产气量对比、不同锚形水平井组的日产气量对比、不同锚形水平井组累积产气量对比、直井与分支水平井(1 500 m煤层进尺)日产气量对比、直井与分支水平井(1 500 m煤层进尺)累积产气量对比等模拟结果,如图6—10所示,综合对比结果见表1。

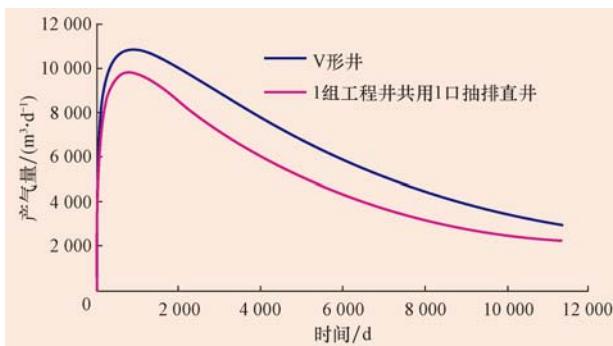


图 6 方案 1 和方案 2 单井产气量

Fig. 6 Daily gas output between scheme 1 and 2

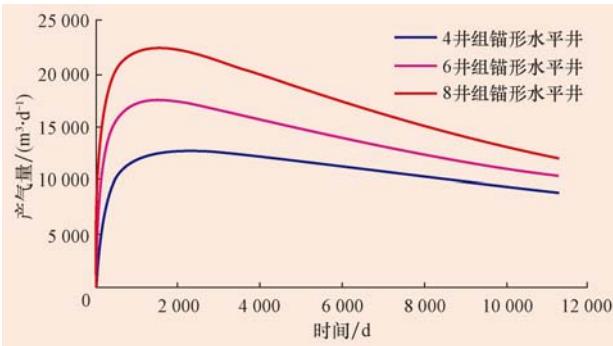


图 7 不同锚形水平井组产气量

Fig. 7 Daily gas output of different anchor-shaped horizontal wells

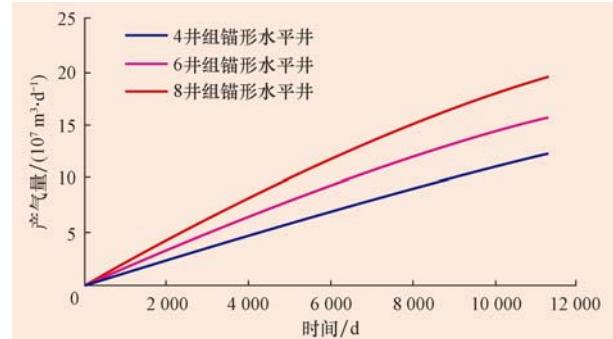


图 8 不同锚形水平井组累积产气量

Fig. 8 Cumulative gas production of different anchor-shaped horizontal wells

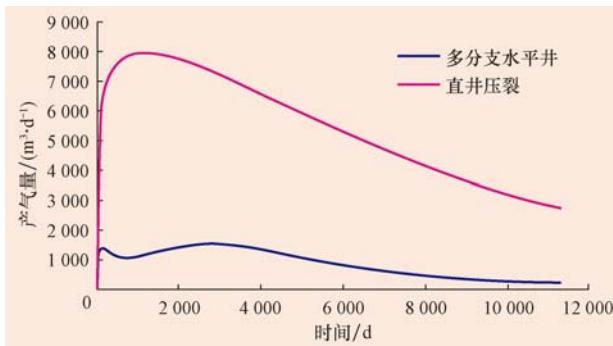


图 9 直井与 1 500 m 煤层进尺分支水平井产气量

Fig. 9 Daily gas output between vertical well and multi-lateral horizontal well with 1 500 m footage in coal seam

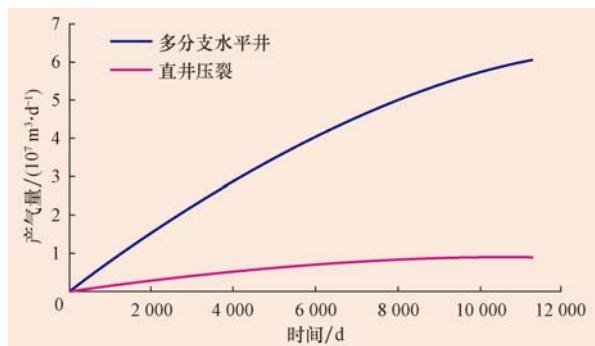


图 10 直井与 1 500 m 煤层进尺多分支水平井累积产气量

Fig. 10 Cumulative gas production between vertical well and multi-lateral horizontal well with 1 500 m footage in coal seam

表 1 方案 1—5 及方案 7,8 单井日产量及累积产量模拟结果

Table 1 Simulation result of daily rate and cumulative production with scheme 1 to 5 and scheme 7,8

开采井组合	最高日产 气量/m <sup>3</sup>	累积产气量 / 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	30 a 最终 采收率, %
方案 1	9 771	5 797	39.60
方案 2	10 831	7 292	49.80
方案 3	22 293	19 600	33.50
方案 4	17 743	15 800	26.90
方案 5	12 684	12 400	21.10
方案 7	7 941	6 086	54.00
方案 8	1 494	912	69.27

由图 6—10 及表 1 可知:

1) 从累积产气量和日产气量看,方案 2 优于方案 1,即 V 形井布井方式好于 2 口工程井(90°夹角)共用 1 口抽排井的布井方式。

2) 方案 3 中锚形水平井控制面积大,有利于提高单井产气量。但由于保德区块煤层渗透率仅约为 3.0 mD,30 a 采收率偏小(小于 50%)。

3) 方案 3 中锚形水平井由于单井控制面积大,30 a 后单井产气量仍可超过 10 000 m<sup>3</sup>/d,方案 5,4,3 的水平井 30 a 后的单井产气量分别达到 12 684,17 743 和 22 293 m<sup>3</sup>/d,而其对应的采收率仅为 21.1%,26.9% 和 33.5%,即锚形水平井可大大延长生产井的服务年限。

4) 从单井(或井组)最高日产气量来看,方案 2 和方案 3 均比直井有数倍的提高,尤其是 8 井组锚形水平井(方案 3)可达到 22 293 m<sup>3</sup>,而直井压裂的最高日产气量仅为 1 494 m<sup>3</sup>。煤层进尺为 1 500 m 的分支水平井最高日产气量 7 941 m<sup>3</sup>。

## 2.2 各方案单井建井成本概算

### 2.2.1 抽排直井建井及运行投资成本<sup>[4]</sup>

1) 抽排直井建井成本。该项费用包括钻前工程

费、直井钻井费、套管费和造穴费等,按 100 万元计。  
 2) 抽排直井永久占地费用。抽排直井占地面积  $30\text{ m} \times 50\text{ m}$ ,按 10 万元计。  
 3) 排采设备及安装工程费。排采设备及安装工程费约为 20 万元。  
 4) 排采作业费用。抽排直井的抽排作业费约为 3.5 万元/a。

### 2.2.2 工程水平井建井成本<sup>[4]</sup>

工程水平井建井成本包括钻前工程费、钻机日费、造斜段费用、地质导向服务费、“穿针”技术服务费、录井测井费、套管费、固井费、钻井液与 PDC 钻头费用、项目管理费等,按 800 万元计。

### 2.2.3 方案 1—7 单井建井成本

明确方案 1—7 中抽排直井与工程水平井的施工数量,根据抽排直井与工程井建井成本,可以计算得到各开采方案下的单井建井成本结果见表 2。根据各开采方案工程水平井分布,可得到各开采方案单井的控制采气面积,结果见表 2。

表 2 方案 1—7 建井成本

Table 2 Well construction cost of different schemes

开采井 组合	工程 井/口	洞穴直 井/口	建井成本/ 万元	节约建井 成本 <sup>2)</sup> /万元	控制采气 面积/km <sup>2</sup>
方案 1	2	1	1 835	235	$0.8 \times 0.8$
方案 2	2	1	1 835	235	$0.8 \times 0.566$
方案 3	8	1	6 635	1 645	$1.6 \times 1.6$
方案 4	6	1	5 035	1 175	$1.6 \times 1.6$
方案 5	4	1	3 435	705	$1.6 \times 1.6$
方案 6 <sup>1)</sup>	18	18	45 510	16 590	16.0
方案 7	1	1	1 075	-40	$0.8 \times 0.5$

注:1)工程井与抽排直井 6×6 井网组合(部署 4 井组锚形井);

2)指与“一对一”模式相比节约的建井成本,负数表示不但未节约反而增加了成本。

## 2.3 各方案综合对比

### 2.3.1 单井组采气成本对比

在保德区块选择了  $16\text{ km}^2$  的区块进行整体井网部署和优化设计<sup>[4-5]</sup>,拟部署方案包括常规直井、分支水平井( $1 500\text{ m}$  煤层进尺)、V 形井、4 井组锚形井,并对各方案进行了采气成本计算。结果见表 3。其中,单位体积气体综合采气成本仅考虑钻井、完井、压裂、排采和集输的成本,未考虑地震施工等的前期费用;直井按井间距为  $300\text{ m} \times 300\text{ m}$  进行布井;单位体积气体建井成本=单井建井成本/单井累计产气量;水平井和直井的管线、集输及加压站单位气体投资、相同面积气井的采气成本参考樊庄区块实际生产数据。

### 2.3.2 总产气量及经济效益对比

同样在保德区块选择一个  $16\text{ km}^2$  的区块进行整体井网部署和优化设计<sup>[4-5]</sup>,拟部署方案包括常规直井、分支水平井、V 形井、4 井组锚形水平井,并对各方案进行了总产气量和经济效益计算,结果见表 4。其中,煤层气市场价按当前价格  $2\text{ 元}/\text{m}^3$  计算,并假设 30 a 保持不变;经济效益计算未考虑净现值、收益率等经济学因素。

### 2.3.3 各方案综合对比结果

1) 4 井组锚形水平井(方案 5)单位体积采气成本最低,为  $0.557\text{ 元}/\text{m}^3$ ,较传统分支水平井模式成本下降 24.4%;其次为 V 形井(方案 2),单位体积综合采气成本为  $0.712\text{ 元}/\text{m}^3$ ,但与分支水平井(方案 7)差距不大。

2) V 形井(方案 2)的经济效益最高,其次为  $1 500\text{ m}$  分支水平井(方案 7)、4 井组锚形水平井(方案 5),直井(方案 8)的经济效益最低。

表 3  $16\text{ km}^2$  煤层气区块各方案综合采气成本比较

Table 3 Comparison between gas production cost of different schemes in  $16\text{ km}^2$  coal bed methane

开采井组合	最大可布 井数 <sup>1)</sup>	30 a 可实现的 采收率,%	单井建井成本/ 万元	单位体积气体 建井成本 <sup>2)</sup> / (元/ $\text{m}^3$ )	管线、集输及加压 站单位气体投资/ (元/ $\text{m}^3$ )	相同面积气井的 采气成本 <sup>2)</sup> / (元/ $\text{m}^3$ )	单位体积气体 综合采气成本 <sup>2)</sup> / (元/ $\text{m}^3$ )
方案 2	35.0	49.80	1 835	0.252	0.18	0.28	0.712
方案 5	12.0	21.10	3 435	0.277	0.11	0.17	0.557
方案 7	40.0	54.00	1 075	0.177	0.22	0.34	0.737
方案 8	177.0	69.27	150	0.164	0.34	0.62	1.124

注:1)指  $16\text{ km}^2$  范围内的数据;2)指 30 a 的数据。

表 4 16 km<sup>2</sup> 煤层气区块各方案综合采气量及经济效益Table 4 Cumulative gas production and economic benefit of 16 km<sup>2</sup> coal bed methane

开采井组合	最大可布井数 <sup>1)</sup>	单井建井成本/万元	建井总成本 <sup>1)</sup> /亿元	单井累积产气量 <sup>2)</sup> /(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	总布井产气量 <sup>3)</sup> /(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )	单位体积气体综合采气成本 <sup>3)</sup> /(元/m <sup>3</sup> )	单位体积气体盈利/(元/m <sup>3</sup> )	总经济效益 <sup>3)</sup> /亿元
方案 2	35.0	1 835	6.42	7 292	25.52	0.712	1.288	32.87
方案 5	12.0	3 435	4.12	12 400	14.88	0.557	1.443	21.47
方案 7	40.0	1 075	4.30	6 086	24.34	0.737	1.263	30.75
方案 8	177.0	150	2.66	912	16.14	1.124	0.876	14.14

注:1)指 16 km<sup>2</sup> 范围内的数据;2)指 30 a 的数据;3)指 16 km<sup>2</sup> 范围内 30 a 的数据。

### 3 结论与建议

1) 与传统的煤层气开采井组合相比,新方案能大幅度提高煤层气井的单井产量,其中以锚形水平井单井产量最高。

2) 新方案能大幅度降低采气成本,其中 4 井组锚形水平井单位体积采气成本最低,较传统分支水平井模式成本下降 24.4%。

3) 新方案能较大幅提高经济效益,其中 V 形井的经济效益最高。

4) 新型煤层气开采井组合方案存在洞穴连通施工难度大、多次连通洞穴稳定性和畅通性要求高、水平井走向与最大主应力及井壁稳定性存在矛盾等问题,应加强该类问题的研究。

5) 4 井组锚形水平井在中等渗透性(2~4 mD)储层具有成本优势,建议加强 V 形井和锚形水平井等的优化设计,通过地质、煤层气藏和钻井工程等多专业协同攻关,形成一套适合我国煤层气特点的新型开采井组合方案。

### 参 考 文 献

#### References

- [1] 付利,申瑞臣,屈平,等.基于层次分析法的煤层气钻完井方式优选[J].石油钻采工艺,2011,33(4):10-14.  
Fu Li,Shen Ruichen,Qu Ping,et al.Selection of CBM drilling & completion methods by hierarchical analysis[J].Oil Drilling & Production Technology,2011,33(4):10-14.
- [2] Alex Chakhmakhchyan. Worldwide coalbed methane overview [R]. SPE 106850,2007.
- [3] Ramaswamy S,Ayers W B,Holditch S A. Best drilling,completion and stimulation methods for CBM reservoirs[R]. World Oil,2008,229(10):125-132.
- [4] 倪小明,苏现波,张小东.煤层气开发地质学[M].北京:化学工业出版社,2009:81-87.  
Ni Xiaoming,Su Xianbo,Zhang Xiaodong. Coal bed methane development geology[M]. Beijing: Chemical Industry Press,2009:81-87.
- [5] 罗东坤,褚王涛,吴晓东,等.煤层气钻井技术的经济性分析[J].石油勘探与开发,2009,36(3):403-407.  
Luo Dongkun,Chu Wangtao,Wu Xiaodong,et al.Analysis on economic benefits of coalbed methane drilling technologies[J].Petroleum Exploration and Development,2009,36(3):403-407.

### 基于 RFID 技术的随钻扩眼器

近些年,RFID(radio frequency identification)技术开始应用于石油天然气工业。Weatherford 公司研制出了第一台电子触发的工业用随钻扩眼装置 The RipTide<sup>TM</sup> RFID Drilling Reamer,该装置在不影响钻进的情况下能将井眼尺寸扩大 25%。

该装置的本体设计为复合结构,这种结构保证它既能通过传统的投球方式来激活扩眼功能,也能通过 RFID 方式激活扩眼功能。RFID 激活方式就是在井内投放体积很小但很耐用的 RFID 标签,通过 RFID 标签将激活扩眼功能的命令传递到嵌入工具内控制器上的电子阅读器。

应用 RFID 激活方式,可使操作者在管串的下入或者钻井的任何时候打开或者关闭随钻扩眼器。随钻扩眼器随管串或钻柱一起下入,此时随钻扩眼器处于关闭状态,当扩眼器达到目的井深时,从井口投放 RFID 标签,RFID 标签到达扩眼器后通过电磁方式激活特殊机构,切削齿翼沿斜面轴向向上爬行,径向尺寸扩大,实现扩眼功能。扩眼结束后,再次从井口投放 RFID 标签,标签到达扩眼器位置后再次激活特殊机构,切削齿翼轴向回缩,扩眼工具径向尺寸与管柱或钻柱尺寸一致,扩眼功能关闭。

应用 RFID 激活方式能防止因钻柱震动意外激活扩眼功能,还能避免套管和钻具的切削结构在洗井或管串旋转时受到损伤。应用 RFID 技术的另一个好处是允许下入多个随钻扩眼器,而且每个随钻扩眼器都能进行独立控制。

[戴文潮 供稿]