

引用格式:贾慧敏,胡秋嘉,张聪,等.煤层气双层合采直井产能预测及排采试验——以沁水盆地郑庄西南部为例[J].油气藏评价与开发,2022,12(4):657-665.  
JIA Huimin, HU Qiuqia, ZHANG Cong, et al. Prediction of productivity and co-drainage trial of bilayer vertical coalbed methane wells: Cases study of the southwest of Zhengzhuang Block, Qinshui Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(4): 657-665.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.04.014

# 煤层气双层合采直井产能预测及排采试验

——以沁水盆地郑庄西南部为例

贾慧敏,胡秋嘉,张聪,张文胜,刘春春,毛崇昊,王岩  
(中国石油华北油田山西煤层气勘探开发分公司,山西 长治 046000)

**摘要:** 双层或多层合采是提高煤层气单井产量的重要途径。为了提高沁水盆地南部郑庄区块合采井排采效率,基于郑庄西南部现场排采数据和排采试验结果,分别提出了通过动液面降至15号煤后产量变化趋势实时判断15号煤产气能力和通过地质工程关键参数、解吸初期排采参数预测15号煤产气能力方法,同时提出了“变速排采、控压放气、高压快提、高压稳产”的双层合采井排采管控方法并在沁水盆地郑庄西南部开展了现场试验。结果表明:动液面降至15号煤后如果产量持续上升,则15号煤产气效果较好;如果产气量趋于平稳,则表明15号煤产气量较低;15号煤深测向电阻率小于 $1\ 000\ \Omega\cdot\text{m}$ ,或施工压力相对较低的井产气能力差;利用煤层气井见套压后15号煤层底的流体压力与套压数据预测各层产气能力的方法,预测结果精确度较高;新排采方法效果较好,20口试验井平均达产周期由180 d下降至140 d,缩短了22.2%,平均单层产量由 $1\ 000\ \text{m}^3$ 升至 $1\ 200\ \text{m}^3$ ,提高了20%。但试验井井间开发效果差异大,产气能力强的井稳产气量高、稳产时间长。产能预测方法和排采方法对双层合采井充分释放单井产能具有借鉴意义。

**关键词:** 双层合采;直井;排采管控;分层产气能力预测;郑庄西南部;沁水盆地

中图分类号:TE122

文献标识码:A

## Prediction of productivity and co-drainage trial of bilayer vertical coalbed methane wells: Cases study of the southwest of Zhengzhuang Block, Qinshui Basin

JIA Huimin, HU Qiuqia, ZHANG Cong, ZHANG Wensheng, LIU Chunchun, MAO Chonghao, WANG Yan

(Shanxi CBM Branch Company of Huabei Oilfield Company of Petrochina, Changzhi, Shanxi 046000, China)

**Abstract:** The bilayer or multilayer co-drainage is an important approach to improve the single well production. In order to improve the drainage efficiency of bilayer drainage wells in Zhengzhuang Block of southern Qinshui Basin, the drainage data and co-drainage trial data from the southwest of Zhengzhuang Block are analyzed and the method is put forward to judge the gas production capacity of No.15 coal seam in real time by the change trend of coal production after the hydrodynamic level drops below No.15 coal seam. Two methods predicting the gas production capacity of each layer by key parameters of both geology and engineering or by early desorption drainage parameters are proposed. A new drainage method is put forth and the trial is carried out in the southeast of Qinshui Basin, that is the “variable rate drainage, gas released at certain casing pressure, high-production-rate and certain stable production kept at high pressure”. The results show that if the production continues to rise after the fluid level drops below the No.15 coal seam, the gas production capacity of No.15 coal seam is high. On the contrary, it indicates that gas production of No.15 coal seam is low. When the resistivity of No.15 coal seam is less than  $1\ 000\ \Omega\cdot\text{m}$  or the construction pressure is low, the gas production capacity is relatively low. The data of bottom-hole flowing pressure and casing pressure of No.15 coal

收稿日期:2022-04-20。

第一作者简介:贾慧敏(1989—),男,硕士,工程师,从事煤层气藏开发及排采管理研究工作。地址:山西省长治市潞州区漳泽工业园华北油田山西煤层气分公司,邮政编码:046000。E-mail: jiahuimin1108@sina.com

基金项目:国家自然科学基金项目“基于高阶煤储层全尺度结构网络重构的气-水赋存运移机理研究”(41972168);中国石油重大科技专项“煤层气藏生产规律与技术政策研究”(2017E-1405)。

seam after casing pressure come out in coalbed methane well can be used effectively to predict the gas production capacity of each layer, with high prediction accuracy. The application of the new drainage method, proposed by this paper, results in 22.2 % shorter of the production-increasing cycle decreasing from 180 d to 140 d and more than 20 % increase of the average single-layer production from 1 000 m<sup>3</sup> to 1 200 m<sup>3</sup>, compared with the old drainage method. The great difference in the development performance among the 20 wells is affected mainly by the gas production capacity of each well. The wells with higher gas production capacity have higher stable gas production and longer stable gas production time. The productivity prediction method and the co-drainage method of bilayer vertical coalbed methane wells have great reference significance to the productivity releasing of co-drainage bilayer vertical coalbed methane wells.

**Keywords:** bilayer drainage; vertical well; drainage method; gas-production capacity of each layer; southwest of Zhengzhuang Block; Qinshui Basin

双层或者多层合采是提高煤层气井产量、实现煤系气资源立体动用的重要措施<sup>[1-3]</sup>。多煤层合采易发生层间干扰、影响合采效果及资源动用程度<sup>[4]</sup>。部分学者研究了多层合采井层间干扰对产气量的影响,提出了储层压力差异是产生层间干扰的根本原因<sup>[5]</sup>。层间干扰主要发生在合采初期,且层间压差越大,层间干扰现象越显著<sup>[6]</sup>,从而导致分层产气贡献比例大多偏离于其地层系数比。煤层的吸附系数、弹性储容比与窜流系数差异是影响分层产气贡献比例的主控因素,基于上述参数的计算方法计算过程复杂<sup>[7]</sup>,不能满足排采现场快速应用的特点,利用煤层解吸气成分体积分数差异判识合采井产气来源的方法对于甲烷含气量达到98%以上且基本不含乙烷等气体组分的沁水盆地南部的合采井适应性不明<sup>[8]</sup>。秦勇等<sup>[9]</sup>提出了采用排采初期生产特征分析煤层气合采地质条件的思路,为进一步利用排采初期数据预判分层产气能力提供了借鉴,可以利用不同产层开发数据对比确定不同层的生产能力,也可以借助产出剖面测试资料、部分封层井前后生产情况对比分析不同产层的生产能力<sup>[10]</sup>,但这些方法整体适用于事后评价,不能预判各层产气能力,不利于单井排采过程中动态优化排采制度。目前对于多层合采井的产能预测及排采控制方法的研究较少,许江等<sup>[11]</sup>建立物理模型模拟了定产、定压条件下多层合采煤层气井的开发特征,具备一定的指导意义,张政等<sup>[12]</sup>分析了不同地质因素对合层排采井产能特征的控制作用,提出了适用于3号煤、15号煤合采的有利开发地质条件的参数指标,但并未就如何排采提出有效的排采方法;贾慧敏等<sup>[13]</sup>分析了煤岩应力敏感性对煤层气井单相流段产水规律的影响并提出了相应的排采方法;张雷等<sup>[14]</sup>研究了煤层气井合理配产及排

采控制方法,并提出了计算稳产流压和稳产气量的经验公式,但均未涉及合采井的排采控制方法。为了进一步明确合采井的排采控制方法,形成3号煤、15号煤分层产气能力预测方法体系,以期在排采过程中根据不同层的产气能力实时调整排采控制方法、实现长期稳产提供借鉴。

## 1 排采试验概况

### 1.1 基本地质条件

郑庄区块位于沁水盆地南部寺头断层西侧,区块东部、西部和南部各有一个隆起区(图1a),整个区块呈马蹄形<sup>[15-16]</sup>。郑庄区块西南部位于平缓斜坡带、构造简单(图1b),3号煤埋深介于479~730 m,平均为615 m,15号煤埋深介于558~829 m,平均为704 m,整体埋深较浅;3号煤厚度介于4.9~6.5 m,平均为5.7 m,厚度相对稳定,15号煤厚度介于2.5~6.1 m,平均为3.8 m,厚度变化较大。研究区3号煤含气量整体较高,平均为23.09 m<sup>3</sup>/t,15号煤含气量高于3号煤,达到25.85 m<sup>3</sup>/t;3号煤镜质体反射率介于3.21%~3.44%,15号煤相对较低,介于2.89%~3.32%,整体上属于高煤阶煤储层。

### 1.2 基本开发情况

本次排采试验井共20口(图1b),于2017年7月投产,均采用3号煤和15号煤分层压裂、双层合采的方式开发。压裂优选煤质较好的煤层段集中射孔,实现聚能压裂造长缝,3号煤、15号煤平均射孔厚度分别为2.7 m、1.8 m,压裂液量分别为550 m<sup>3</sup>、420 m<sup>3</sup>,砂量分别为40 m<sup>3</sup>、30 m<sup>3</sup>。20口井起抽压力( $p_q$ )为3.21~7.43 MPa,平均为5.52 MPa;解吸压力为2.0~

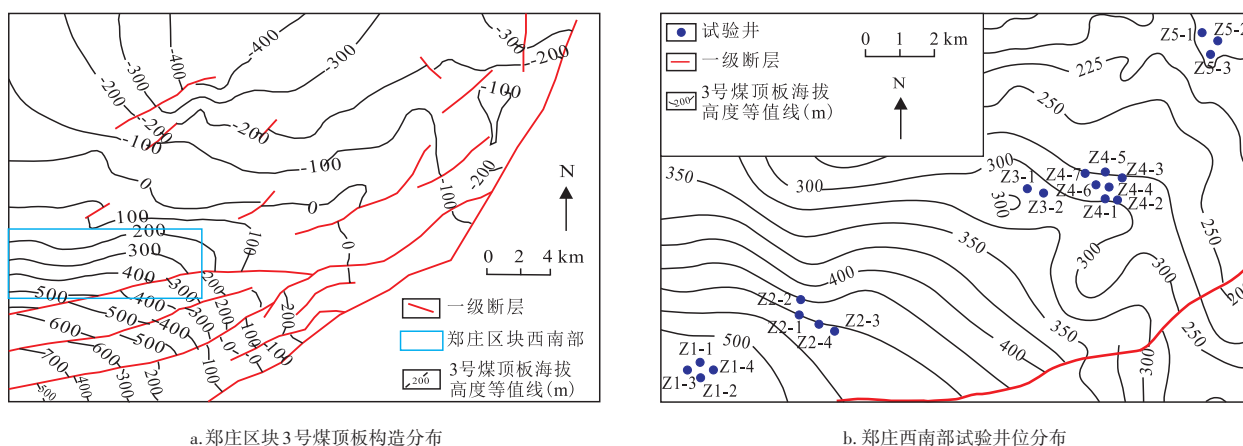


图1 沁水盆地郑庄区块构造及西南部试验井位分布

Fig. 1 Structure of Zhengzhuang Block, Qinshui Basin and distribution of test wells in the southwest part

3.8 MPa, 平均为3.0 MPa; 稳产气量为900~5 000 m<sup>3</sup>/d, 平均为2 300 m<sup>3</sup>/d, 经过近3 a排采, 大部分井进入产量递减期, 具备排采现场试验分析评价的基础。

### 1.3 15号煤开发效果

对20口井生产曲线分析可知, 15号煤产气能力强弱对合采井稳产气量及稳产时间具有重要影响。以同一井组相邻两口井Z1-3和Z1-1为例(图2a、图2b), Z1-3井3号煤和15号煤垂深分别为529 m和628 m, 相差99 m, 则当动液面降至99 m以后的增气量可反映15号煤的增产能力。由图2a可知, 当动液面低于99 m后(井底流压与套压的差值约为0.99 MPa), 产量仅从1 050 m<sup>3</sup>/d增加至1 400 m<sup>3</sup>/d, 15号煤增产能力差。Z1-1井3号煤和15号煤垂深分别为494 m和573 m, 相差79 m, 当动液面降至79 m以后, 随着动液面持续下降产量从600 m<sup>3</sup>/d增加至2 200 m<sup>3</sup>/d左右, 表明15号煤增产能力较好(图2b)。

根据动液面降至15号煤以下后增产效果分别绘制了15号煤高产气量(图2c)和15号煤低产气量(图2d)的生产模型, 动液面降至15号煤后, 如果产气量持续上升则表明15号煤产气量较高, 如果产气量趋于平稳则表明15号煤产气量较低, 该模型可以解释部分井稳产气量低且稳产时间短。

## 2 3号煤、15号煤产气能力预测

根据图2提供的方法可以实时判断3号煤和15

号煤各自产气能力的差异, 但该方法不能提前预测, 不利于合理制定和及时调整排采制度。因此, 需研究3号煤、15号煤产气能力的科学预测方法。

### 2.1 地质工程关键参数预测

该区3号煤整体为有利层, 开发效果整体较好, 而15号煤开发效果差异较大, 为了进一步明确15号煤产能主控因素, 绘制了研究区20口井15号煤电阻率和压裂施工压力平面分布图(图3a、图3c), 结果表明: 单井稳产气量随着15号煤深测向电阻率值的增加而增加, 即15号煤深测向电阻率值相对较低的井稳产气量相对较低(图3b), 这是由于深测向电阻率值越低, 15号煤煤体结构越差<sup>[17-18]</sup>, 压裂效果越差, 反应在施工压力上表现为相对较低的施工压力(图3c)。15号煤施工压力与稳产气量成明显的正相关关系进一步证明了该观点(图3d)。如Z1-3井15号煤深测向电阻率值为1 450 Ω·m, 煤体结构较差, 导致其施工压力仅为15 MPa; 而Z1-1井15号煤深测向电阻率值为2 600 Ω·m, 煤体结构相对较好, 施工压力为20 MPa, 15号煤产气效果较好。

图3提供的方法可提前预判15号煤产气能力, 当15号煤深测向电阻率小于1 000 Ω·m时, 选择单采3号煤; 深测向电阻率大于1 000 Ω·m, 施工过程中施工压力明显偏低的井, 可认为15号煤生产能力较差; 而对于深测向电阻率大于1 000 Ω·m, 施工压力正常的井, 需要在排采过程中进一步判断3号煤和15号煤的产气能力。

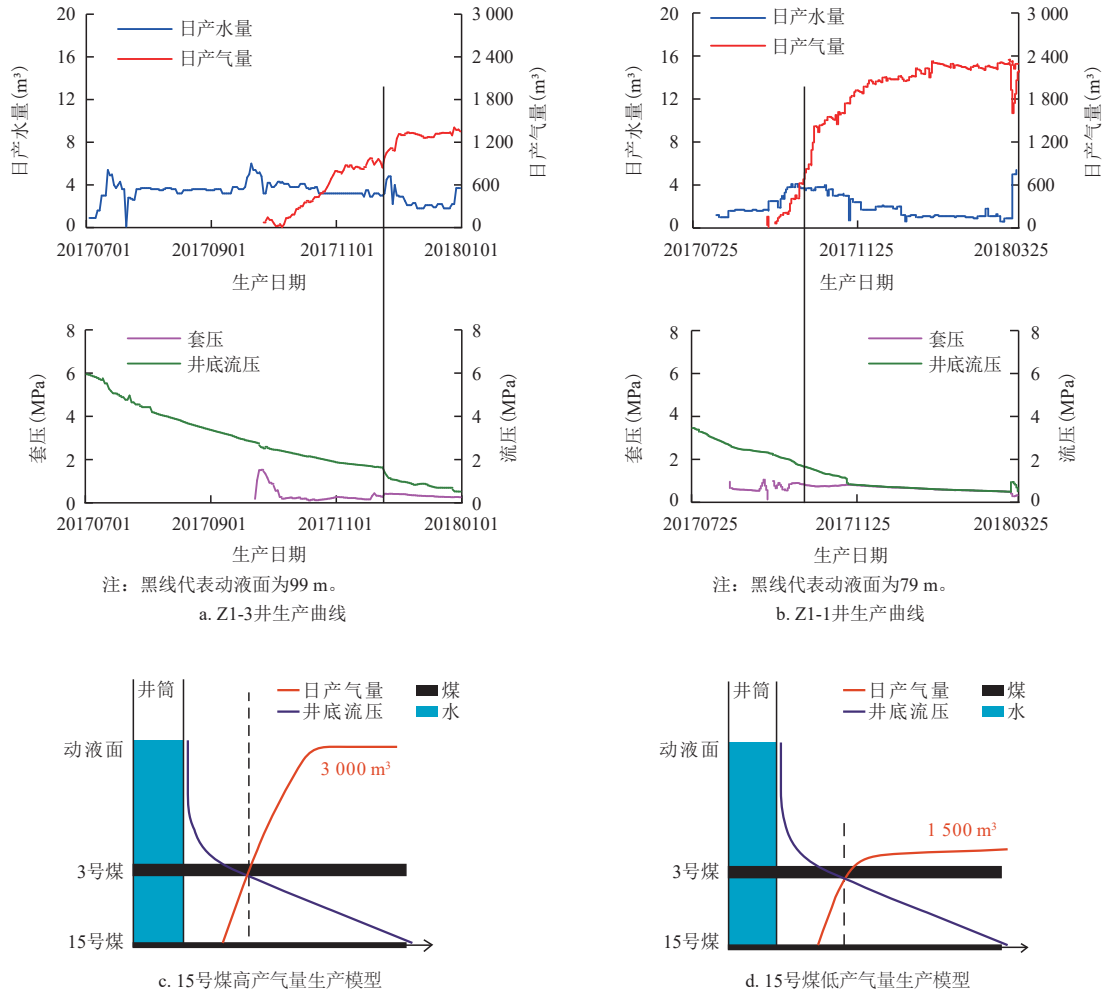


图2 沁水盆地郑庄区块15号煤产气能力差异对生产曲线的影响

Fig. 2 Effects of gas production capacity difference on production curve of No.15 coal seam in the southwest of Zhengzhuang Block, Qinshui Basin

2.2 解吸初期排采参数预测

2.2.1 预测方法

煤层气井投产后,保持套管产气闸门处于关闭状态,记录15号煤层底的流体压力与套管内套压数据,直至井筒中的液柱降至3号煤以下大于30 m的任意位置。15号煤层底面以上液柱垂直高度:

$$H_w = 100(p_{wf} - p_l) \quad (1)$$

式中: $H_w$ 为井筒中15号煤层底面以上液柱垂直高度,m; $p_{wf}$ 为15号煤层底的流体压力,MPa; $p_l$ 为井筒中气体压力,MPa。

在直角坐标系中,以液柱垂直高度为横坐标,套

压为纵坐标,组成坐标组( $H_{wi}, p_l$ )。3号煤层和15号煤层间垂直距离用 $h_{15}$ 表示,当 $H_{wi} = h_{15}$ 时,井筒中动液面在3号煤层附近;当 $H_{wi} < h_{15}$ 时,井筒中动液面降至3号煤层以下。以 $H_{wi} = h_{15}$ 为临界点,对( $H_{wi}, p_l$ )坐标组进行分段线性拟合,得到当 $H_{wi} < h_{15}$ ,拟合段斜率为 $k_{15}$ ;  $H_{wi} > h_{15}$ ,拟合段斜率为 $k_3$ 。根据表1所示进行3号煤层和15号煤层产气能力预测。

在现场应用中,由于数据统计存在一定误差,一般认为 $|k_{15} - k_3|$ 小于0.000 5,即为15号煤和3号煤产气能力相当。当 $|k_{15}|$ 或 $|k_3|$ 大于0.009 5时,单层日产气量达到1 000 ~ 1 500  $m^3$ ;当 $|k_{15}|$ 或 $|k_3|$ 介于0.009 0 ~ 0.009 5,单层日产气量为500 ~ 1000  $m^3$ ;当

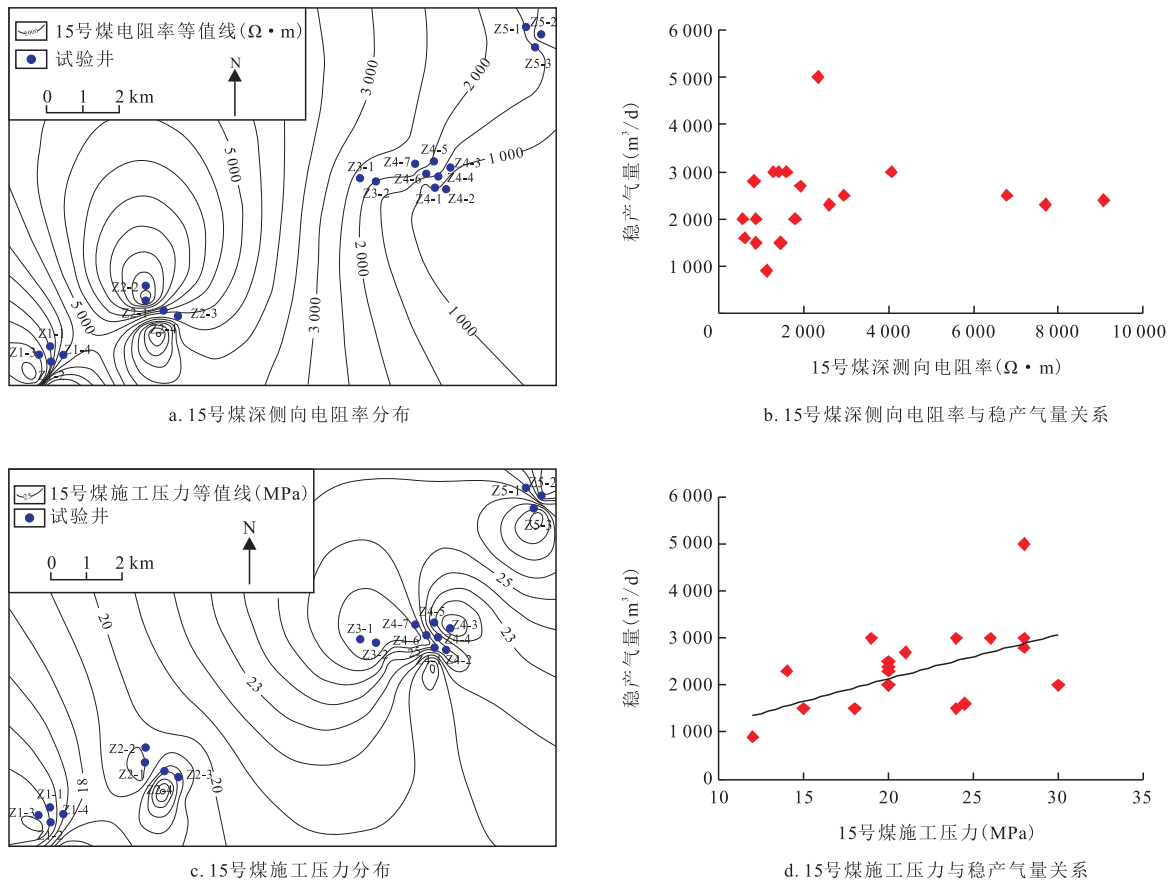


图3 沁水盆地郑庄区块20口井15号煤关键参数分布及其对稳产气量的影响

Fig. 3 Key parameters distribution of No.15 coal seam and its effects on stable gas production for 20 wells in Zhengzhuang Block, Qinshui Basin

表1 15号煤、3号煤产气能力判断标准

Table 1 Judgment standard of productivity of No.15 and No.3 coal seam

条件	产气能力大小判断
$ k_{15}  <  k_3 $	15号煤产气能力比3号煤差
$ k_{15}  =  k_3 $	15号煤和3号煤产气能力相当
$ k_{15}  >  k_3 $	15号煤产气能力比3号煤好

$|k_{15}|$ 或 $|k_3|$ 介于0.008 0~0.009 0,单层日产气量小于 $500 \text{ m}^3$ ;当 $|k_{15}|$ 或 $|k_3|$ 小于0.008时,不能形成工业气流。

### 2.2.2 实例分析

Z2-1井和Z2-4井解吸初期井底流压与套压变化关系如图4所示,Z2-1井3号和15号煤垂深分别

为745.7 m和840.1 m,垂直距离 $H_{wi}=h_{15}=94.4 \text{ m}$ ;Z2-4井3号和15号煤垂深分别为780.5 m和892.9 m,垂直距离 $H_{wi}=h_{15}=112.4 \text{ m}$ 。由图4a可知当Z2-1井井底流压与套压差值小于0.944 MPa时,套压随着井底流压的持续下降而持续增加,表明15号煤产气能力强;而当Z2-4井井底流压与套压差值小于1.124 MPa时,随着井底流压的持续下降,套压保持不变,表明15号煤产气能力弱。

根据上文提出的解吸初期排采参数预测方法对图4中的数据进行处理得到Z2-1井和Z2-4井解吸初期套压、液柱转换关系(图5),拟合得到Z2-1井 $|k_{15}|=0.009 6, |k_3|=0.009 7$ ,表明两层煤产气能力相当,且单层日产气量为 $1 000 \sim 1 500 \text{ m}^3$ ,双层合采单井产量为 $2 000 \sim 3 000 \text{ m}^3/\text{d}$ ,本井实际产量为 $2 500 \text{ m}^3/\text{d}$ ,表明该方法结果可靠;Z2-4井 $|k_{15}|=0.002 0, |k_3|=0.009 7$ ,表明15号煤产气能力很差,基本不能形成工

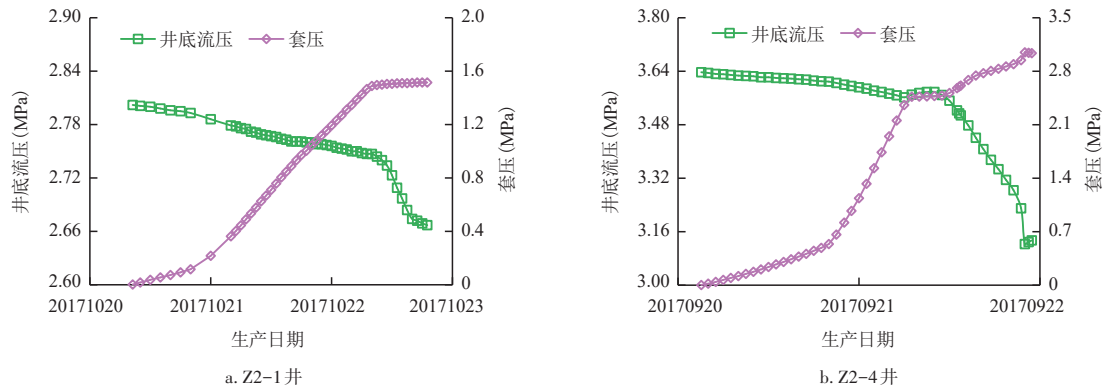


图4 沁水盆地郑庄区块Z2-1井和Z2-4井解吸初期套压与井底流压关系

Fig. 4 Transition relationship between casing pressure and bottom flow pressure at first desorption stage for Well-Z2-1 and Well-Z2-4 in Zhengzhuang Block, Qinshui Basin

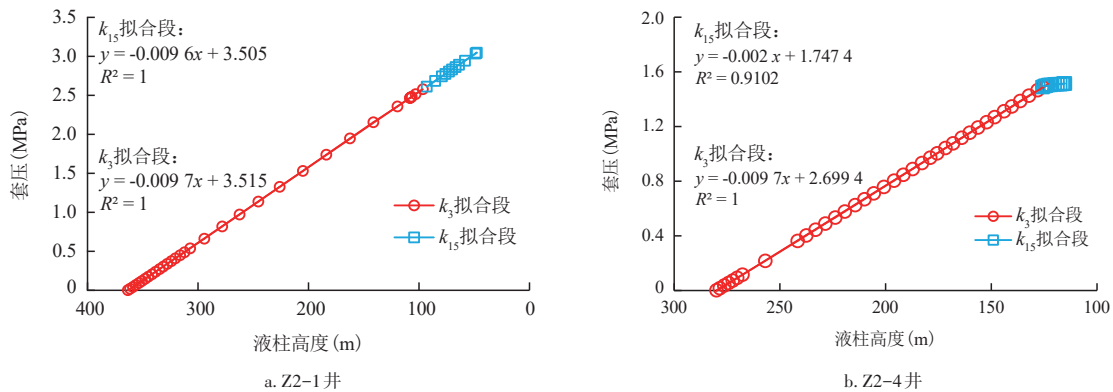


图5 沁水盆地郑庄区块Z2-1井和Z2-4井解吸初期套压与液柱高度转换关系

Fig. 5 Transition relationship between casing pressure and water column height at first desorption stage for Well-Z2-1 and Well-Z2-4 in Zhengzhuang Block, Qinshui Basin

艺气流,3号煤日产气量为1 000~1 500 m<sup>3</sup>,该井实际产量为1 200 m<sup>3</sup>/d,同样证明了提出的方法可以有效预测合采井的分层产气能力。

### 3 排采试验及效果

#### 3.1 排采管理原则

##### 3.1.1 连续排采原则

煤层气开发就是通过连续排水将储层压力降至解吸压力以下,使吸附在煤岩孔隙中的甲烷气体解吸、产出,连续排采理念是指保证排采过程连续、不

间断,这是煤层气排采的经典理念之一。排采间断会导致储层压力回升、煤粉沉降,产生应力敏感性和速度敏感性,同时液体回充孔隙会导致毛细管压力增加,形成储层伤害。

##### 3.1.2 改善动态渗透率原则

研究区储层渗透率一般低于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属于低渗、特低渗储层,改善储层渗透率是实现煤层气井高产、稳产的关键<sup>[19-20]</sup>。煤层气井排采过程中会引发水敏、速敏或应力敏感性,对储层渗透率造成伤害,排采控制方法应以避免渗透率伤害、提高和改善储层动态渗透率为目标<sup>[21-22]</sup>。

### 3.1.3 高流压快速提产原则

煤层气井解吸产气后,在高储层压力条件下快速提产,充分利用储层能量提高单井产量,避免储层能量浪费。

### 3.1.4 试验井排采方法

试验井采用“变速排采、控压放气、高压快产、高压稳产”的排采管控方法。具体来说,在排水降压段采用变速排采,即井底流压大于储层压力( $p_r$ )时,以0.08~0.1 MPa/d的速度快速降压,以最快的速度返排压裂液,避免压裂液对储层的伤害;井底流压在储层压力与解吸压力( $p_d$ )之间,以0.03 MPa/d的速度匀速降压,避免降压速度过快引起的应力敏感性;井底流压在临近解吸压力附近时,以0.01 MPa/d的速度慢速排采,避免由于过早进入两相流而造成水相渗透率快速下降,从而实现最大限度的排水和储层的整体降压(图6)。

控压放气改变了传统的“五段三压四点”长期憋套压的方法,要求套压最高不超过解吸压力的2/3(图6),避免了长期憋套压导致产水能力大幅下降。现场操作方面要求煤层气井投产后产气阀门处于关闭状态,当套压值上升至解吸压力的2/3时就打开产气阀门放气。高压快提即高流压快速提产,该方法改变了原来“缓慢、渐变”的排采理念,充分利用高流压阶段储层能量高的优势,建立较大的压差,克服毛细管压力的束缚,从而实现产量的快速提升。现场操作要求调气周期为2~3 d,单次调气幅度为50~100 m<sup>3</sup>。

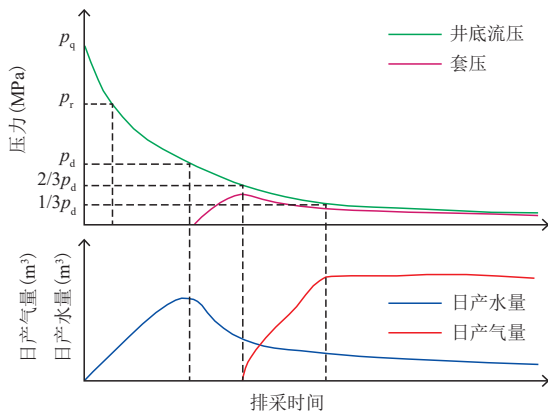


图6 新排采方法示意图

Fig. 6 Schematic diagram of new drainage method

为实现长期稳产,高流压稳产是高流压快速提产的配套措施,一般在单井井底流压降至解吸压力1/3时开始稳产,而井底流压降至解吸压力1/3时的产量即为该井的稳产产量(图6)。

### 3.2 排采试验效果

选取地质条件相似、位置相邻的排采井,分别采用提出的新排采方法与传统的“五段三压四点”法排采的井进行对比,结果表明:新井的提产周期由4~6 d缩短为1~2 d,提产速度提高了3倍左右;单井达产周期由原来的180 d下降至140 d,缩短了22.2%;平均单井稳产气量由单采3号煤时的1 000 m<sup>3</sup>/d提升至3号和15号煤双层合采的2 400 m<sup>3</sup>/d,平均单层产量提高20%以上。

20口双层合采直井从2017年7月投产至今已经生产57个月,全部进入递减期,目前累产气量为(97.1~537.5)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,平均为238.4×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,累产气

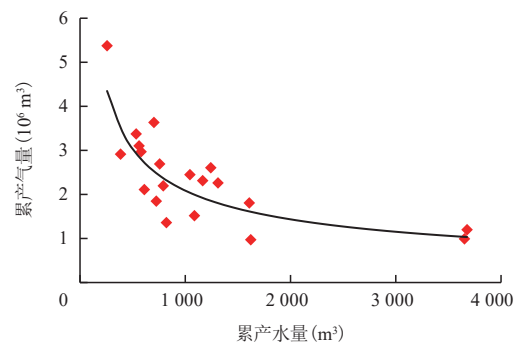


图7 累产水量与累产气量相关关系

Fig. 7 Comparison between new and old drainage method

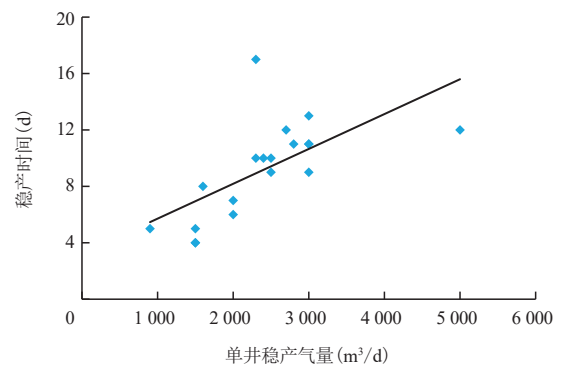


图8 单井稳产气量与稳产时间关系

Fig. 8 Relationship between stable gas production and stable gas production time

量差异较大;累产水量为 257 ~ 3 677 m<sup>3</sup>,平均为 1 156 m<sup>3</sup>,累产水量井间差异也很大。20口井累产气量与累产水量关系(图7)表明,累产气量随着累产水量增加而降低,二者呈明显的负相关关系,这表明该区域排采水并非完全是煤层中的水,而是有外来水补给。

### 3.3 排采试验结果探讨

研究区 20口井稳产气量和稳产时间差异较大。稳产气量分布在 900 ~ 5 000 m<sup>3</sup>/d之间,平均为 2 370 m<sup>3</sup>/d;稳产时间分布在 4 ~ 17个月之间,平均 9个月左右。虽然整体上 20口井的效果好于相邻老井,但 20口井井间开发效果差异较大。20口井稳产气量与稳产时间整体上成正相关关系(图8),表明其中稳产时间短的井并非稳产气量高导致,而与单井自身的产气能力相关,产气能力强的井稳产气量高、稳产时间长。

## 4 结论

1) 通过建立动液面降至 15号煤后产量变化趋势实时判断 15号煤产气能力的模型,如果产量持续上升,则 15号煤产气效果较好;如果产气量趋于平稳,则表明 15号煤产气量较低,该模型可以实时判断 15号煤产气能力。

2) 通过地质工程关键参数和解吸初期排采参数预测分层产气能力方法。单井稳产气量随着 15号煤深测向电阻率和施工压力的增加而增加,这是由于深测向电阻率值越低,煤体结构越差,施工压力越低,则单井稳产气量越低。15号煤深测向电阻率小于 1 000 Ω·m,施工压力相对较低的井产气能力差。利用煤层气井见套压后 15号煤层底的流体压力与套压数据预测各层产气能力的方法,预测结果精确度较高。

3) 提出的“变速排采、控压放气、高压快产、高压稳产”排采管控方法效果较好,与“五段三压四点”法相比,提产速度提高了 3倍左右,达产周期缩短了 22.2%,平均单层产量提高 20%以上。但 20口井井间开发效果差异大,其中累产气量随着累产水量增加而降低,表明煤层中有外来水补给;稳产气量与稳

产时间整体上呈正相关关系,表明稳产气量和稳产时间主要受单井产气能力影响,产气能力强的井稳产气量高、稳产时间长。

### 参考文献

- [1] 李勇,许卫凯,高计县,等.“源-储-输导系统”联控煤系气富集成藏机制——以鄂尔多斯盆地东缘为例[J].煤炭学报,2021,46(8):2440-2453.  
LI Yong, XU Weikai, GAO Jixian, et al. Mechanism of coal measure gas accumulation under integrated control of “source reservoir-transport system”: A case study from east margin of Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(8): 2440-2453.
- [2] 李勇,王延斌,孟尚志,等.煤系非常规天然气合采地质基础理论进展及展望[J].煤炭学报,2020,45(4):1406-1418.  
LI Yong, WANG Yanbin, MENG Shangzhi, et al. Theoretical basis and prospect of coal measure unconventional natural gas co-production[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(4): 1406-1418.
- [3] 姜杉钰,康永尚,杨通保,等.云南恩洪煤层气区块单井多煤层合采方式探讨[J].煤田地质与勘探,2018,46(2):80-89.  
JIANG Shanyu, KANG Yongshang, YANG Tongbao, et al. Combined CBM drainage of multiple seams by single well in Enhong Block, Yunnan Province[J]. Coal Geology & Exploration, 2018, 46(2): 80-89.
- [4] 高玉巧,郭涛,何希鹏,等.贵州省织金地区煤层气多层合采层位优选[J].石油实验地质,2021,43(2):227-232.  
GAO Yuqiao, GUO Tao, HE Xipeng, et al. Optimization of multi-layer commingled coalbed methane production in Zhijin area, Guizhou province[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(2): 227-232.
- [5] 孟艳军,汤达祯,许浩,等.煤层气开发中的层间矛盾问题——以柳林地区为例[J].煤田地质与勘探,2013,41(3):29-33.  
MENG Yanjun, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Interlayer contradiction problem in coalbed methane development: A case study in Liulin area[J]. Coal Geology & Exploration, 2013, 41(3): 29-33.
- [6] 贾立,彭守建,许江,等.多层叠置含气系统煤层气合采储层流体动态响应特征[J].煤炭科学技术,2021,49(11):30-37.  
JIA Li, PENG Shoujian, XU Jiang, et al. Fluid dynamic response characteristics of CBM coproduction reservoir in MSGBS[J]. Coal Science and Technology, 2021, 49(11): 30-37.
- [7] 张先敏,吴浩宇,冯其红,等.多层合采煤层气井动态响应特征[J].中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(6):88-96.  
ZHANG Xianmin, WU Haoyu, FENG Qihong, et al. Dynamic characteristics of commingled coalbed methane production in wells with multi-layer coal seams[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(6): 88-96.
- [8] 许耀波.基于解吸气成分体积分数差异的煤层气合采产层

- 判识方法[J].煤炭学报,2020,45(S1):367-376.
- XU Yaobo. A method for identification of CBM co-production reservoir based on the volume fraction difference of desorption gas components[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(S1): 367-376.
- [9] 秦勇,吴建光,张争光,等.基于排采初期生产特征的煤层气合采地质条件分析[J].煤炭学报,2020,45(1):241-257.
- QIN Yong, WU Jianguang, ZHANG Zhengguang, et al. Analysis of geological conditions for coalbed methane co-production based on production characteristics in early stage of drainage [J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(1): 241-257.
- [10] 黄红星,聂志宏,巢海燕,等.临汾区块深层煤层气井开发层系选择探讨[J].煤炭学报,2018,43(6):1627-1633.
- HUANG Hongxing, NIE Zhihong, CHAO Haiyan, et al. Discussion of the selection for producing layers of deep CBM wells in Linfen Block[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1627-1633.
- [11] 许江,李奇贤,彭守建,等.定产定压条件下叠置含气系统煤层气合采试验研究[J].煤炭学报,2021,46(8):2510-2523.
- XU Jiang, LI Qixian, PENG Shoujian, et al. Experimental study on CBM coproduction in superposed gas-bearing systems under constant gas production rate and constant wellbore pressure[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(8): 2510-2523.
- [12] 张政,秦勇,傅雪海.沁南煤层气合层排采有利开发地质条件[J].中国矿业大学学报,2014,43(6):1019-1024.
- ZHANG Zheng, QIN Yong, FU Xuehai. The favorable developing geological conditions for CBM multi-layer drainage in southern Qinshui basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2014, 43(6): 1019-1024.
- [13] 贾慧敏,孙世轩,毛崇昊,等.基于煤岩应力敏感性的煤层气井单相流产水规律研究[J].煤炭科学技术,2017,45(12):189-193.
- JIA Huimin, SUN Shixuan, MAO Chonghao, et al. Study on single-phase flow water production law of coalbed methane well based on coal and rock stress sensitivity[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(12): 189-193.
- [14] 张雷,郝帅,张伟,等.中低煤阶煤层气储量复算及认识——以鄂尔多斯盆地东缘保德煤层气田为例[J].石油实验地质,2020,42(1):147-155.
- ZHANG Lei, HAO Shuai, ZHANG Wei, et al. Recalculation and understanding of middle and low rank coalbed methane reserves: A case study of Baode Coalbed Methane Field on the eastern edge of Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(1): 147-155.
- [15] 贾慧敏,胡秋嘉,祁空军,等.高阶煤煤层气直井低产原因分析及增产措施[J].煤田地质与勘探,2019,47(5):104-110.
- JIA Huimin, HU Qiuqia, QI Kongjun, et al. Reasons of low yield and stimulation measures for vertical CBM wells in high-rank coal[J]. Coal Geology & Exploration, 2019, 47(5): 104-110.
- [16] 贾慧敏,胡秋嘉,樊彬,等.沁水盆地郑庄区块北部煤层气直井低产原因及高效开发技术[J].煤田地质与勘探,2021,49(2):34-42.
- JIA Huimin, HU Qiuqia, FAN Bin, et al. Causes for low CBM production of vertical wells and efficient development technology in northern Zhengzhuang Block in Qinshui Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(2): 34-42.
- [17] 陈跃,汤达祯,许浩,等.基于测井信息的韩城地区煤体结构的分布规律[J].煤炭学报,2013,38(8):1435-1442.
- CHEN Yue, TANG Dazhen, XU Hao, et al. The distribution of coal structure in Hancheng based on well logging data[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(8): 1435-1442.
- [18] 陶传奇,王延斌,倪小明,等.基于测井参数的煤体结构预测模型及空间展布规律[J].煤炭科学技术,2017,45(2):173-177.
- TAO Chuanqi, WANG Yanbin, NI Xiaoming, et al. Prediction model of coal-body structure and spatial distribution law based on logging parameters[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(2): 173-177.
- [19] 胡秋嘉,贾慧敏,祁空军,等.高煤阶煤层气井单相流段流压精细控制方法——以沁水盆地樊庄—郑庄区块为例[J].天然气工业,2018,38(9):76-81.
- HU Qiuqia, JIA Huimin, QI Kongjun, et al. A fine control method of flowing pressure in single-phase flow section of high-rank CBM gas development wells: A case study from the Fanzhuang-Zhengzhuang Block in the Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(9): 76-81.
- [20] 杨延辉,陈彦君,郭希波,等.沁水盆地南部高煤阶煤岩渗透率压敏效应分析[J].煤炭科学技术,2015,43(12):152-156.
- YANG Yanhui, CHEN Yanjun, GUO Xibo, et al. Analysis on effect of stress sensitivity on permeability of high-rank coal in southern Qinshui basin[J]. Coal Science and Technology, 2015, 43(12): 152-156.
- [21] 周宇.二甲醚掺混低发热量煤层气混合气体的互换性研究[J].石油与天然气化工,2021,50(1):58-65.
- ZHOU Yu. Study on the interchangeability for mixtures of dimethyl ether and low calorific value coalbed methane[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2021, 50(1): 58-65.
- [22] 朱峰,郭智栋,陈世波,等.煤层气连续管排液采气一体化工艺研究与应用[J].石油机械,2021,49(1):118-123.
- ZHU Feng, GUO Zhidong, CHEN Shibo, et al. Research and application of the integrated technology of liquid drainage and CBM production by coiled tubing[J]. China Petroleum Machinery, 2021, 49(1): 118-123.

(编辑 柳超超)