



煤炭科学技术 COAL SCIENCE AND TECHNOLOGY

煤炭科学技术

煤层气井位精细部署的地质工程一体化影响因素分析与科学优化

赵欣 段士川 王梓良 张尚锐 丁恋 李聪聪 王伟超 尹亚磊 董昌乐

引用本文:

赵欣, 段士川, 王梓良, 等. 煤层气井位精细部署的地质工程一体化影响因素分析与科学优化[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(12): 42-51.

ZHAO Xin, DUAN Shichuan, WANG Ziliang. Analysis and scientific optimization of geological engineering integration influencing factors for precise deployment of coalbed methane well locations[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(12): 42-51.

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.12438/cst.2023-1001>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

煤层气井高产水地质与工程因素及控水措施

Geological and engineering factors of high water production in coalbed methane wells and water control measures

煤炭科学技术. 2022, 50(10): 151-158 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/a16e9c6a-0ced-48d0-b9b2-696a99162098>

煤层气开发井网密度和井距优化研究

Study on well pattern density and well spacing of coalbed methane development: taking Hanchengbei Block as an example

煤炭科学技术. 2023, 51(3): 148-157 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-0477>

古交矿区太原组煤层气开发地质特征及产能优化

Geological characteristics and development optimization of coalbed methane in the Taiyuan Formation of Gujiao Mining Area

煤炭科学技术. 2022, 50(8): 125-132 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/3dc21e59-8f44-46b7-9e80-bcb735d3a8d3>

煤层气低效井成因判识及治理体系构建研究

Study on identification and control system construction of low efficiency coalbed methane wells

煤炭科学技术. 2020, 48(2) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/e6db6816-4948-49d3-9881-ccd2339873df>

煤层气开发井网样式和井距优化研究

Study on optimization of well pattern and well spacing for CBM development: Taking Daning Block as an example

煤炭科学技术. 2023, 51(S2): 121-131 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-1568>

沁水盆地南部煤层气水平井产能影响因素分析

Analysis of factors affecting productivity of CBM in horizontal wells in southern Qinshui Basin

煤炭科学技术. 2020, 48(10) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/c628192c-8d90-43b7-b5d1-968b8be91440>



关注微信公众号, 获得更多资讯信息



移动扫码阅读

赵欣,段士川,王梓良,等.煤层气井位精细部署的地质工程一体化影响因素分析与科学优化[J].煤炭科学技术,2023,51(12):42-51.

ZHAO Xin, DUAN Shichuan, WANG Ziliang, *et al.* Analysis and scientific optimization of geological engineering integration influencing factors for precise deployment of coalbed methane well locations[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(12): 42-51.

煤层气井位精细部署的地质工程一体化影响因素分析与科学优化

赵欣^{1,2},段士川³,王梓良⁴,张尚赜⁵,丁恋¹,李聪聪^{6,7},王伟超⁸,尹亚磊⁹,董昌乐¹⁰

(1. 中国煤炭地质总局 勘查研究总院, 北京 100039; 2. 中国煤炭地质总局 碳中和研究院, 北京 100039; 3. 中国煤层气集团有限公司, 北京 100176; 4. 中国矿业大学, 江苏 徐州 221116; 5. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028; 6. 西安科技大学 地质与环境学院, 陕西 西安 710054; 7. 中国煤炭地质总局 航测遥感局, 陕西 西安 710199; 8. 中国煤炭地质总局 青海煤炭地质局, 青海 西宁 810015; 9. 中国矿业大学(北京), 北京 100083; 10. 中煤科工西安研究院(集团)有限公司, 陕西 西安 710077)

摘要:煤层气井位部署与实施方案的研究与论证是煤层气区块开发方案制定的关键环节。通常认为煤层厚度、含气量、埋深等是煤层气井位部署的主控因素,但在实践中发现构造、井间干扰等因素对产气效果的影响也十分显著,煤层气井位部署需要综合地质条件、工程、经济效益等多因素进行科学合理性和全成本投入评价的系统研究。为此,重点介绍了在区块地质条件分析、井距优化、现场施工过程中时常被忽略掉的一些重要因素,并加以分析优化。①提出了煤层气井位精细部署与实施的思路与方法。煤层气井位精细部署和科学实施,要充分考虑地质因素、开发效果、经济效益、施工要求等多因素,对区块进行整体规划、精细部署、科学施工和动态调整,主要包括3个阶段任务:开发前精细部署阶段、现场科学实施阶段、开发后动态调整阶段。②构造变化对煤层气井产气效果影响较大。分析了沁水南部某煤层气区块内发育小高点、小低点、小鼻状、小断层等次级构造对产气效果的影响,局部小鼻状构造最有利于煤层气富集高产。针对不同构造部位的变化特点,提出了考虑不同井型和次级构造变化的4类13型井网样式分类,适用于不同地质条件的煤层气井型井网部署。③模拟研究了多因素影响下的井距优化方案。综合考虑不同井距条件下井间干扰对产气效果的影响、不同井距累计产气量差异、开发井数与产气效果之间的经济效益差异等因素,得出能够实现较好产气效果和经济效益的最优井距大小。④提出一种地质工程一体化的井位部署与实施新思路。提出“地质‘块段’划分+井口靶点坐标优化+集中工厂化钻井+强化缝网的‘块段’式压裂”4个步骤的地质工程一体化井位部署和工艺改进优化方法,通过优化井位部署单元,提高钻探效率的同时,利用多口井交替压裂促使裂缝转向,产生更大规模更加复杂的缝网,最大化的沟通储层裂缝和孔隙,以提高部署井的产气效果。文中提出的研究思路和方法可应用于煤层气区块井位部署和现场实施,以不断完善和细化煤层气井位部署实施的内容和全流程,提高煤层气开发方案的科学和合理性,最大化地开采利用煤层气资源。

关键词:煤层气;井位部署;井型样式;次级构造;缝间干扰;地质工程一体化

中图分类号:TE324;TD32

文献标志码:A

文章编号:0253-2336(2023)12-0042-10

Analysis and scientific optimization of geological engineering integration influencing factors for precise deployment of coalbed methane well locations

ZHAO Xin^{1,2}, DUAN Shichuan³, WANG Ziliang⁴, ZHANG Shangkun⁵, DING Lian¹, LI Congcong^{6,7}, WANG Weichao⁸, YIN Yalei⁹, DONG Changle¹⁰

收稿日期:2023-07-09

责任编辑:周子博

DOI: 10.12438/cst.2023-1001

基金项目:国家自然科学基金资助项目(42141012);中国煤炭地质总局科技创新资助项目(ZMKJ-2021-ZX01, ZMKJ-2022-J04-3)

作者简介:赵欣(1986—),女,陕西西安人,高级工程师,博士。E-mail: zx20091020@163.com

(1. General Prospecting Institute, China National Administration of Coal Geology, Beijing 100039, China; 2. Carbon neutral research institute, China Administration of Coal Geology, Beijing 100039, China; 3. China CBM Group Company Limited, Beijing 100176, China; 4. China University of Mining & Technology, Xuzhou 221116, China; 5. PetroChina Coal bed Methane Company Limited, Beijing 100028, China; 6. School of Geology and Environment, Xi'an University of Science and Technology, Xi'an 710054, China; 7. China Coal Aerial Photogrammetry and Remote Sensing Group Co., Ltd., Xi'an 710199, China; 8. Qinghai Bureau of Coal Geology of China National Administration of Coal Geology, Xining 810015, China; 9. China University of Mining & Technology-Beijing, Beijing 100083, China; 10. CCTEG Xi'an Research Institute (Group) Co., Ltd., Xi'an 710077, China)

Abstract: The research and demonstration of coalbed methane well location deployment and implementation plan is an important link in the formulation of coalbed methane block development plan. It is generally believed that the thickness, gas content, and burial depth of coal seams are the main controlling factors for the deployment of coalbed methane wells. In practice, it has been found that structures, inter well interference, and production processes also have a significant impact on gas production. The deployment of coalbed methane wells requires a systematic study of scientific rationality and full cost investment evaluation based on multiple factors such as exploration, development, and economic benefits. Therefore, this article focuses on analyzing and studying some important factors that are often overlooked in the geological conditions of the block, optimization of well spacing, and on-site construction process. ① This article proposes ideas and methods for the precise deployment and implementation of coalbed methane well locations. The precise deployment and scientific implementation of coalbed methane well locations require full consideration of multiple factors such as geological factors, development effects, economic benefits, and construction requirements. Overall planning, precise deployment, scientific construction, and dynamic adjustment of the development block are required. The fine deployment of coalbed methane well locations mainly includes three stages of tasks: pre development fine deployment stage, on-site scientific implementation stage, and post development dynamic adjustment stage. ② Structural changes have a significant impact on the gas production efficiency of coalbed methane wells. This article analyzes the impact of secondary structures such as small high points, small low points, small nose shaped, and small faults on gas production in a coalbed methane block in the southern part of Qinshui. Local small nose shaped structures are most conducive to the enrichment and high production of coalbed methane. Based on the characteristics of changes in different structural parts, 4 types of 13 well pattern classification were proposed considering different well types and micro structural changes, which are suitable for deployment of coalbed methane well pattern under different geological conditions. ③ This article simulates and studies the optimization plan of well spacing under the influence of multiple factors. By comprehensively considering the impact of inter well interference on gas production efficiency under different well spacing conditions, the difference in cumulative gas production between different well spacing, and the economic benefit difference between the number of development wells and gas production efficiency, the optimal well spacing size that can achieve good gas production efficiency and economic benefits is obtained. ④ This article proposes a new approach to the deployment and implementation of integrated geological engineering well locations. Process improvement and optimization adjustment of coalbed methane wells can be achieved through four steps: “geological block division, optimization of wellhead target coordinates, factory drilling, and “block fracturing” to enhance inter fracture interference. This method can improve drilling efficiency. At the same time, this method can improve the gas production efficiency of deployed wells, utilizing alternating fracturing of multiple wells to form inter fracture interference, generating larger and more complex fracture networks, and maximizing communication between reservoir fractures and pores. The research ideas and methods proposed in the article can be applied to the deployment and on-site implementation of coalbed methane blocks. By continuously improving and refining the deployment and implementation of coalbed methane well locations, we aim to improve the scientific and rational development plan of coalbed methane and maximize the exploitation and utilization of coalbed methane resources.

Key words: coalbed methane; well location deployment; well pattern; secondary structure; fracture interference; geological engineering integration

0 引 言

煤层气井位部署方案的论证与制定是煤层气区块开发方案编制的关键环节,直接影响区块资源利用效率和开发投资成本,合理的井距井网设计对于增大储层压降扩展范围、提高资源利用率和单井产气量、降低开发成本,提高经济效益都具有十分重要的意义^[1]。目前,已有许多学者从不同方面开展了具

体的研究工作,在高产主控地质因素^[2-4],井网样式与井距优化^[5-7],井间干扰^[8-10],储层压降扩展^[11-12],数值模拟^[13-14]等方面取得了诸多成果,为煤层气井的部署提供了有效的依据和方法。为此,笔者结合工程实际生产,从地质和工程 2 个方面,深入分析了以往煤层气井位部署时容易被忽视的一些重要因素,地质特征方面,重点介绍了次级构造变化对产气效果的影响,井位部署时需要重点关注;工程因素方面,

对比了不同井距井间干扰的影响、产气效果和经济效益的差异,井距优化存在一个最优值,需要综合多因素论证分析。最后,笔者提出了一种煤层气地质工程一体化的井位部署与实施新思路,通过地质“块段”划分、井口靶点坐标优化、集中钻井工厂化、强化缝网的“块段”式压裂 4 个步骤的工艺改进,进一步优化资源配置、提高储层改造效果、节约工期和成本。本文倡导重视和不断深化综合地质和工程多因素影响的煤层气井位精细部署与现场实施,以指导实际生产。

1 煤层气井位精细部署与实施的思路与方法

煤层气井规模开采的井位部署与实施,贯穿于煤层气区块从前期勘探到后期规模化产能建设的全过程,需要充分考虑地质因素、开发效果、经济效益、

施工要求等多因素,对区块进行整体规划、精细部署、科学施工和动态调整。总体来说,煤层气井位精细部署和科学实施包括 3 个阶段:开发前精细部署、现场工程实施和开发后动态调整^[9,15],不同阶段的内涵和关注重点,如图 1 所示。

开发前精细部署阶段:主要包括地质条件分析、井型选择、完井方式、基本井距、井网样式和井距优化。重点研究了通过次级构造和井距优化实现井位精细部署的方法。

现场工程实施阶段:笔者提出一种地质工程一体化的井位部署与实施新思路。划分地质“块段”,优化井口坐标和靶点位置,集中实施工厂化的优快钻完井技术^[16]。在压裂阶段通过调整压裂施工顺序和方法,追求多口相互交替压裂形成复杂缝网、最大限度扩展储层改造效果。

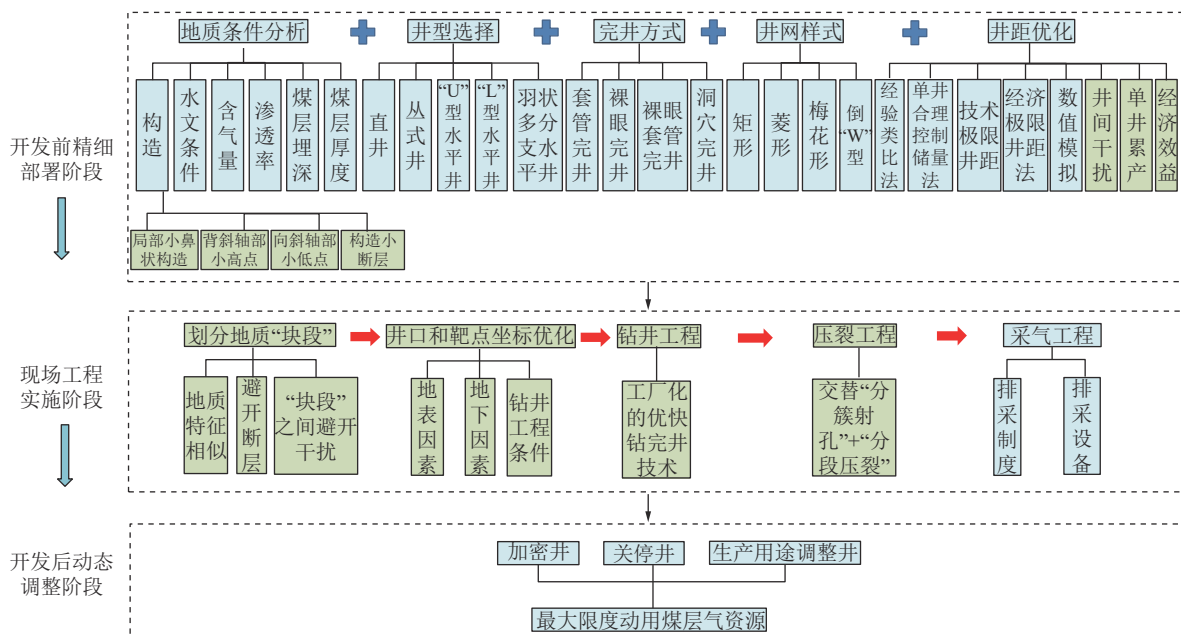


图 1 煤层气井位精细部署和科学实施的 3 个阶段及内涵

Fig.1 Three stages and connotation of fine deployment and scientific implementation of coalbed methane well location

开发后动态调整阶段:最大限度动用剩余资源。对于待开发区依据地质特征、储层物性的变化特征和现有井网井距、开发层系、井型的合理性,优化更为适宜于区块煤层气资源开采的开发方案。对于已开发区块,进一步优化井网,加密部署新井或关停部分低产气井,以最大限度动用剩余资源和提高经济效益为目的,关于这一研究见另文报道^[5]。

研究针对上述前 2 阶段中的新认识和思路,加以深入研究和探讨,以便更加合理和科学的部署和实施煤层气井位,提高区块煤层气井产气效果和整

体经济效益。

2 次级构造影响的井位精细部署

从地质特征方面考虑井网方位优化,以往主要研究分析煤层含气量、厚度、埋深、渗透率等地质因素变化对产气效果影响^[17-18]。随着煤层气开发对区块地质条件认识的逐步深入和全面,构造变化在某种程度上决定了开发有利区的位置,具有更加重要的地位和研究意义,本次作为重点研究的对象,加以深入分析。

2.1 不同构造部位对产气的影响

构造作用对甲烷气体的保存产生较大影响, 对于一个煤层气勘探开发区块来说, 即便整体处于一个相对平缓的单斜构造, 也存在着局部的次级构造变化。开展井位部署时, 首先需要了解区块构造特征, 确定最大主应力方向, 再结合前期煤田钻孔、地震、探井等资料, 详细分析区块发育的次级构造起伏变化情况, 包括小高点、小低点、小鼻状、小断层等, 为井位精细化部署提供依据。

以沁水盆地南部某区块为例, 该区构造总体形态为单斜构造, 地层总体走向为北西或近东西向, 倾角 $5^{\circ} \sim 10^{\circ}$, 发育不同次级构造, 产气效果差异明显。

1) 局部小鼻状构造有利于煤层气富集高产。传统理论认为褶皱翼部是井位部署较为理想的地区, 而褶皱翼部的小鼻状构造, 通常广泛发育张裂隙, 有利于游离气聚集, 加上具备良好的生储盖组合条件, 易形成高产气井^[16]。以区块位于小鼻状构造的 SXN-02 井、SXN-05 向 1 井为例, 2 口井均显现出较好的产气潜力。SXN-02 井为直井, 单排 3 号煤, 排采 72 d 见套压, 目前日产气量 $3\ 642\text{ m}^3/\text{d}$, 日产水量 $1.10\text{ m}^3/\text{d}$, 累计产气 693 万 m^3 , 如图 2a 所示。SXN-05 向 1 井为定向井, 单排 15 号煤。排采 28 d 见套压。日产气量 $2\ 608\text{ m}^3/\text{d}$, 日产水量 $0.06\text{ m}^3/\text{d}$, 累计产气 535 万 m^3 , 如图 2b 所示。同样, 鄂尔多斯盆地东缘保德区块单斜构造的地质条件下, 高产气的杨家湾大井组(24 口井)也位于局部小鼻状构造部位^[19]。

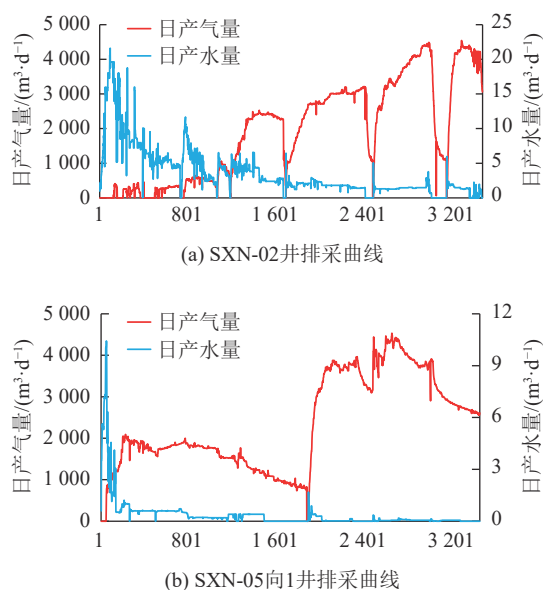


图 2 位于小鼻状构造的 2 口排采井产气曲线
Fig.2 Gas production curves of two drainage wells located in the small nose structure

2) 背斜轴部小高点构造气体易解析和溢散。次

级构造小高点多是背斜轴部, 受到张力作用, 裂隙发育, 煤层气易解析, 游离气易富集, 产气效果较好^[20-22]。例如, 位于区块构造高点的 SXN-03 井, 单排 15 号煤, 排采 77 d 见套压。日产气量 $1\ 276\text{ m}^3/\text{d}$, 累计产气 499 万 m^3 , 如图 3 所示。

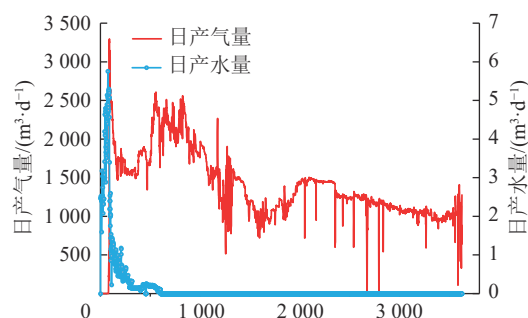


图 3 位于区块构造小高点的 SXN-03 井排采井产气曲线
Fig.3 Gas production curve of SXN-03 well at the small high point of the block structure

3) 向斜轴部小低点构造气体解析慢。次级构造小低点多是位于向斜轴部受到挤压应力作用^[23], 煤层更加致密, 煤层气易于保存, 排采井需要经过较长一段时间的排水, 产气效果才能逐步显现。例如, 位于次级构造小低点的 SXN-05 井单排 3 号煤, 排采 19 d 见套压。日产气量 $377\text{ m}^3/\text{d}$, 日产水量 $0.08\text{ m}^3/\text{d}$, 累计产气 137 万 m^3 , 如图 4a 所示。

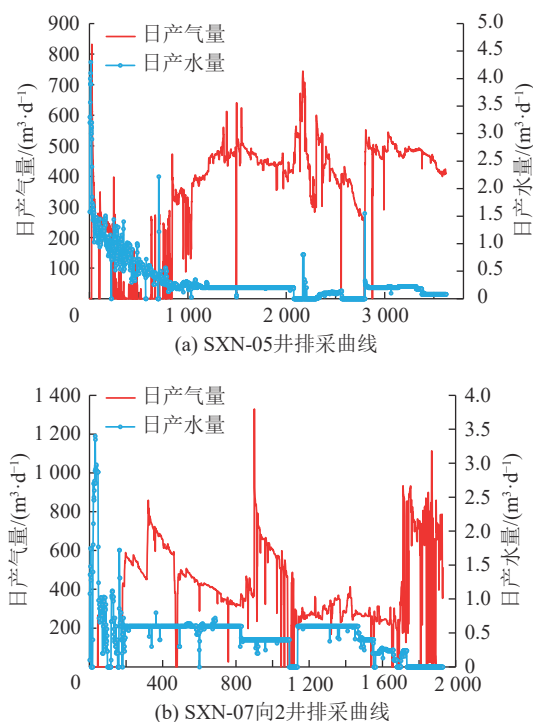


图 4 位于向斜轴部和小断层附近的排采井产气曲线
Fig.4 Gas production curves of production Wells located near the syncline axis and small faults

4)构造小断层宜避让。小断层附近储层物性差异较大,受破碎带影响气体容易沿着断层导通溢散至其他地层,导致产气效果差。例如,位于区块多条小断层发育北部的 SXN-07 向 2 井为定向井,单排 3 号煤,排采 30 d 见套压,目前日产气量 264 m³/d,累计产气 57.5 万 m³,如图 4b 所示。

因此,在井位部署时寻找褶皱翼部的小鼻状,是首先考虑的最佳位置。构造条件好且上部顶板为泥页岩盖层,则有利于煤层气保存和后期排采高产,若上部为砂岩层,构造作用裂隙发育,则气体容易溢散至其他煤系地层中,影响煤层气井产气效果。对于次级构造变化的背斜轴部、向斜轴部等特殊部位,需要综合论证考虑构造剧烈程度、顶底板岩性、裂隙发育程度、含气量高低等因素对生产井的影响,综合研

判井位部署方案。对于小断层发育部位井位部署应尽量避免。

另外,上述认识主要针对 1 000 m 以浅的煤层气井。对于深部煤层气的勘探和试采,由于深部煤层气的本身存在自封闭压力^[24],煤层中产生的气体滞留在煤层及顶底板地层中,且游离气含气增大。因此,次级构造作用对煤层裂隙发育与游离气赋存聚集同样显著,井位部署时更需要深化构造特征分析研究,关注古构造演化与现今构造的不同,结合顶底板岩性、水动力条件等,寻找勘探有利部位。

2.2 构造变化下的煤层气井型样式

针对不同构造部位的变化特点,笔者进一步细化提出了 4 类 13 型井网样式,适用于不同地质条件的煤层气井型井网部署,如图 5 所示。

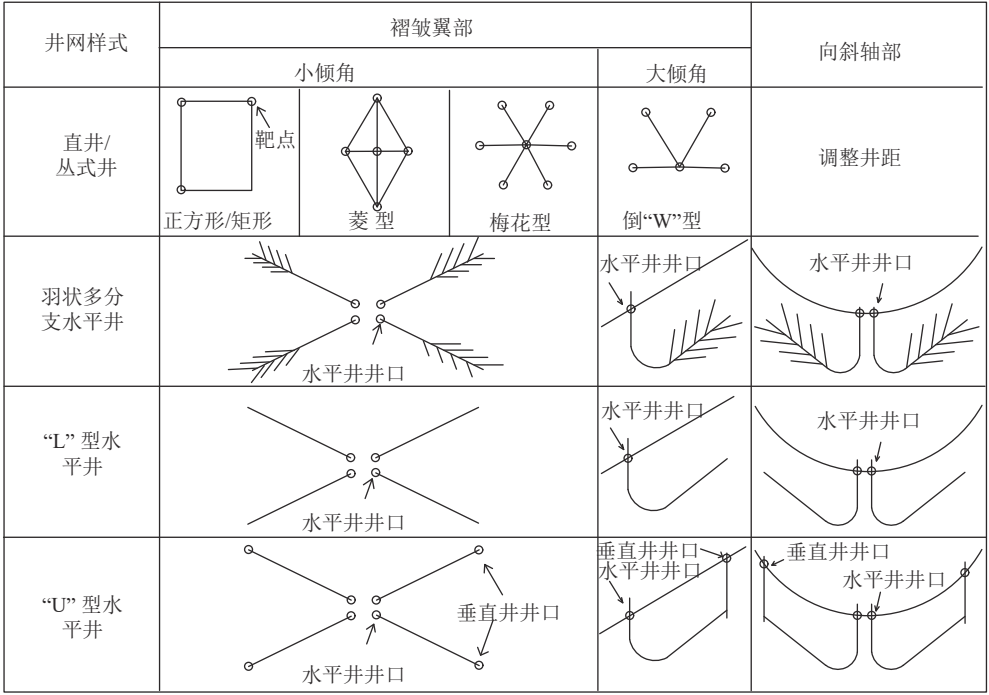


图 5 不同构造部位的煤层气井网样式

Fig.5 Coalbed methane well pattern styles in different structural parts

1)直井/丛式井。在褶皱翼部部署井位时,对于地层倾角较小的平缓地区,通常采用矩形、菱形、梅花形等常规井网设计方案,最大限度利用资源。对于倾角较大的地区,由于流体的产出与水平煤储层中有很大的不同,因此不建议采用常规的菱形井网和矩形井网等方式,需要根据大倾角地层压降漏斗的特点,适当缩小走向井间距,增大倾向井间距,以便形成有效的井间干扰,扩大压降传播范围。因此,设计采用丛式井井身轨迹沿上倾方向或平行于走向方向,形成三角形组成的梯形网,类似于倒“W”型。

在向斜轴部地区,受挤压应力作用,储层压降相对缓慢,建议适当缩小井距,利于更快地降低储层压力。

2)水平井。对于水平井,具体可细分为羽状多分支水平井、L 型水平井、U 型水平井等多种类型。在褶皱翼部部署井位时,对于地层倾角较小的平缓地区,主要考虑垂直于最大主应力方向设计井型井网。对于地层倾角较大的地区和向斜轴部地区,设计水平井布井方位还应尽可能沿煤层倾向设计,即水平段末端处于高处,着陆点处于低处,以便于水平

段压裂液和地层水的产出, 为排采降压提供便利条件。

3 工程因素影响的井距优化

科学、合理、经济、有效的井网部署应以提高煤层气动用储量、采收率、采气速度、稳产年限和经济效益为目标。井距大小的确定除了采用经典的理论公式计算外, 井型和完井方式对井距大小的影响十分显著。若排采井采用裸眼完井或套管裸眼完井, 后期不进行储层压裂改造, 那么在设计井距时, 就应该适当的缩短井距, 同时在不同井距条件下井间干扰对产气效果的影响、累计产气量的差异、开发井数与产气效果之间经济效益的评价等因素也需要开展重点研究和深入分析, 从而综合得出最优的井距大小。

3.1 井间干扰影响

煤层气排采井经过一段时间的排水降压后, 沿井筒周围储层压力会逐渐降低, 形成压降漏斗, 相邻的井与井之间逐步产生井间干扰现象, 有助于储层气体的解析释放。本次研究利用 comet3.0 数值模拟软件, 模拟了未进行储层压裂改造情况下不同井距产生的井间干扰影响, 为研究制定合理井距提供依据。

1) 单井产气效果。假设储层均质, 未进行压裂等储层改造, 模拟 1 口水平井单独排采, 在初始年、第 3 年、第 6 年、第 9 年、第 12 年、第 15 年的煤储层含气量的时空分布特征和变化范围的范围和大小。排采初期井筒周边含气为 $21.75 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (含气量为 $15 \text{ m}^3/\text{t}$), 单支水平井资源开采动用的范围约为 100 m。排采第 3 年、第 6 年时, 井筒周边含气量逐渐向外降低; 到排采第 9 年、第 12 年、第 15 年时, 100 m 处的残余含气分别为 $16 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (含气量为 $11.0 \text{ m}^3/\text{t}$)、 $14 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (即含气量为 $9.6 \text{ m}^3/\text{t}$) 和 $12 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (含气量为 $8.27 \text{ m}^3/\text{t}$), 如图 6 所示。

2) 多井产气影响。考虑井间干扰对煤层气井储层压降的影响, 模拟了 2 口水平井井间距在 120、160、200 和 250 m 时, 排采 15 年后的煤层气含量时空分布情况, 如图 7 所示。不同井距条件下煤层气含量时空分布情况差异明显, 当井距为 120 m 时, 2 口井的煤层气含量下降值最大, 井筒中间处残余含气约为 $6.5 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (含气量为 $4.48 \text{ m}^3/\text{t}$), 相互之间干扰影响最大; 井距为 160 m 和 200 m 时, 干扰影响次之, 井筒中间处残余含气约为 $10 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (含气量为 $6.9 \text{ m}^3/\text{t}$) 和 $11 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (含气量为 $7.5 \text{ m}^3/\text{t}$); 井距为 250 m 时, 2 口井的煤层气含量下降值最小, 井筒中

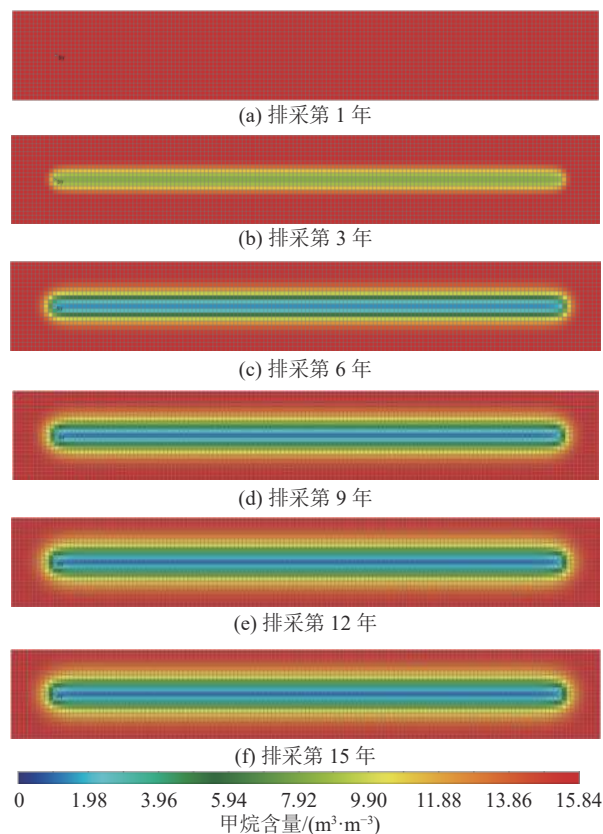


图 6 储层煤层气含量时空分布

Fig.6 Temporal and Spatial distribution of CBM content in reservoirs

间处残余含气约为 $13 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (含气量为 $8.9 \text{ m}^3/\text{t}$), 相互之间干扰影响最小。

对比单井 100 m 处的残余含气为 $12 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (含气量为 $8.2 \text{ m}^3/\text{t}$) 和 2 口井间距 200 m 时井筒中间处残余含气约为 $11 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (含气量为 $7.5 \text{ m}^3/\text{t}$), 说明 2 口井产生的间距干扰有利于储层煤层气的解析。

不同井间距的煤层气井井间干扰模拟结果说明, 适当的井距大小, 井间干扰有利于促进煤储层气体解析, 采出更多的气体, 两口排采井的井距越小, 井筒中间处的残余气量越少, 井间干扰程度越强, 资源采出程度越高; 随着井距的增大, 井筒中间处残余气量增多, 井间干扰程度逐渐减弱, 资源采出程度降低。井距在 120 ~ 250 m 存在一个最优井距: 过小的井距, 井间干扰明显, 2 口井之间储层压力下降速度快, 两口井之间的资源被较快采出, 当井间距过大时, 井间干扰情况相对较弱, 不能起到很好的相互干扰作用。

3.2 累计产气效果差异

基于地面煤层气开发的产气机理, 前期采用定产方式, 后期采用定井底流压的工作制度进行, 不考虑毛管压力和基质收缩效应, 模拟单口煤层气水平井 15 a 的累计产气效果, 如图 8 所示。煤层生产

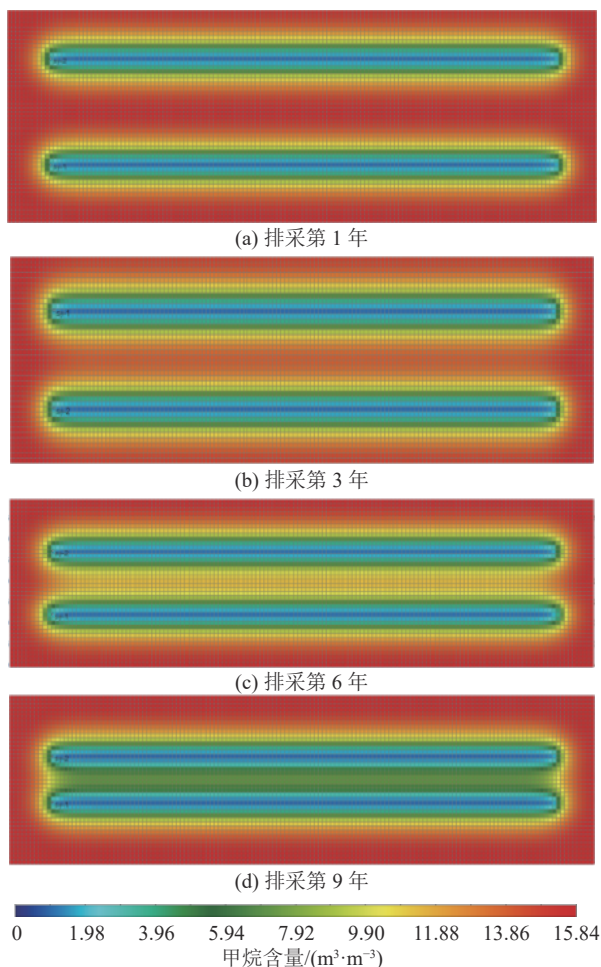


图 7 不同井距时两口水平井的煤层气含量时空分布情况
Fig.7 Temporal and spatial distribution of CBM content in two horizontal Wells with different well spacing

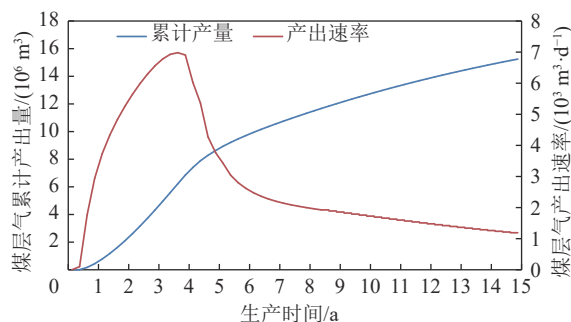


图 8 煤层气水平井产出速率及累计产量
Fig.8 Production rate and cumulative production of coalbed methane horizontal Well

服务年限可达 15 a 以上,其中第 1~3 年为产量上升期,第 4 年产量达到高峰,最高平均日产气量 $6\,981.8\text{ m}^3/\text{d}$,之后产能开始逐渐下落。稳产期(1~8 a)单井平均日产气量 $3\,925\text{ m}^3/\text{d}$,服役期(1~15 a)单井平均日产气量 $3\,078\text{ m}^3/\text{d}$,累计产量可达 $1\,524.37\times 10^4\text{ m}^3$,采收率 54.33%。

在此基础上,模拟计算出水平井井间距在 100、

120、140、160、180、200 和 250 m 时排采井在第 5 年、第 10 年和第 15 年的累计产气量差异,如图 9 所示。当井间距为 100 m 时(单翼 50 m),相较于其他井间距条件,在第 5 年时的累计产气量最高,但在第 10 年和 15 年累积产气量最低,说明过小的井间距,排采初期产气量高,但由于单井控制资源量偏少,不足以支持长期的排采产气。随着井间距的增大,排采 10 a 和 15 a 的累积产气量均呈现先增大后减小的趋势,井间距在 140~180 m 的情况下 15 a 的累计产气量最高。当井间距增大到 250 m 时,相比其他井的单井控制资源量最多,但并不是累计产气量最高的井。不同井距 15 a 的累计产气量最大差量为 $40\times 10^4\text{ m}^3$,占累计产气量的 4.5%~4.7%。单井实际的控制范围和井间干扰的综合影响,控制了排采井的实际产出气量。

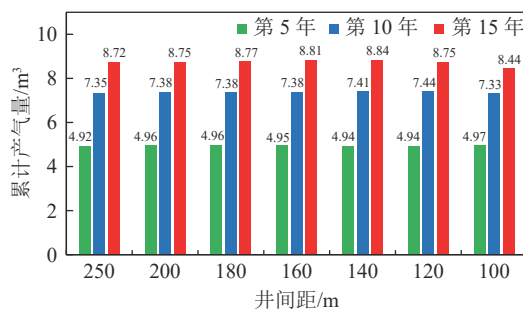


图 9 不同井间距模拟出不同年份产气量情况
Fig.9 Gas production in different years simulated by different well spacing

3.3 经济效益对比

合理井间距大小的经济效益评价,是投资者最为关心的问题。经济极限井距法虽然也考虑了单井累计产气销售、单井经济极限控制储量等因素,得出经济极限井间距,但也仅计算出了井网部署时最小的井间距边界,还需要进一步结合数值模拟预测不同井间距条件下的单井累计产气,结合气建成本、运行费用、税收和补贴政策、当地销售价格等多因素,判断最优化最佳合适井间距。

利用上文中 3.2 节的模拟结果,进一步分析对比了 100、160、200 和 250 m 4 种井间距条件下水平井开采 15 年的经济效益。重点对 1 km^2 内可部署的井数、累计产气量、采收率、运行费用、投资金额进行了估算,销售收入按财政补贴后的价格 $1.6\text{ 元}/\text{m}^3$ 计算,未考虑销售税金及附加,计算结果见表 1。

井间距越小,资源的利用率越高,平方公里内可部署的井数越多,每多设计 1 口井,建设投资增加 350 万元,运营费用每年增加 60 万元,15 a 总投资额

增加 1 250 万元。由于不同井距控制下的单井累计产气量差异明显,导致最终不同井距的总利润出现明显分化,100 m 井距和 250 m 井距的最终利润最低,合适的井距大小,可以实现最终利润收入的最优化。

综上所述,研究区最佳井距的优化与确定是考虑能出现显著的井间干扰,单井累计产气效果最佳,

盈利能力强,更能取得实现较好经济效益和投资效果的井距。讨论研究的考虑构造变化和多因素影响下的井距优选方法,已在沁水盆地南部某区块煤层气滚动开发方案设计优化中得到充分应用和推广,增加这些因素后的井网设计优化更加合理,区块剩余资源得到充分开发利用,建议作为井距优化时需要考虑的几项重要因素进行研究分析。

表 1 不同井间距的盈利能力对比

Table 1 Comparison of profitability of different well spacing

井间距/m	井数量/(个·km ⁻²)	单井累计产气量/ (10 ⁶ m ³)	采出率/%	运行费用/ (万元·a ⁻¹)	建设投资额/ 万元	总投资额/ 万元	销售收入/ 万元	利润/ 万元
100	7	8.44	72	420	2 450	8 750	9 452.8	702.8
160	6	8.81	60	360	2 100	7 500	8 457.6	957.6
200	5	8.75	54	300	1 750	6 250	7 000	750
250	4	8.72	43	240	1 400	5 000	5 580.8	580.8

4 地质工程一体化的井位部署与实施新思路

从地质角度出发,调整以井台为井位部署实施单元的传统思路,将部署井的实施改为在一个地质“块段”内多个井台实施多口井的方式,工艺上采用工厂化钻井作业,待全部完钻后,再集中统一实施多口井交替压裂的施工方式。这种方法能有效避免不同井台在钻井、压裂施工、排采生产过程中相互影响,干扰生产问题的出现。

通过调整改变以往钻完 1 口井,再施工第 2 口井,直至钻完 1 个井台;压裂完第 1 口井,再压裂第 2 口井的施工顺序,直至压裂完 1 个井台的方式。以达到快速规模化钻探和最佳的沟通储层裂缝和孔隙,实现最大化的提高部署井的产气效果,同时降低钻井和压裂成本、缩短建设和投产周期。具体步骤为:

1)划分地质“块段”。在煤层气地质研究的基础上,进一步精细划分地质单元,井位部署时设计 2~4 个平台为一个地质“块段”,块段内各项地质参数基本相似,避开断层;块段之间拉开和增加井网间距以免钻井、压裂、生产之间的相互干扰。

2)优化井口坐标和靶点位置。依据地表因素、地下因素和钻井工程条件,调整优化设计的井口坐标和靶点位置。

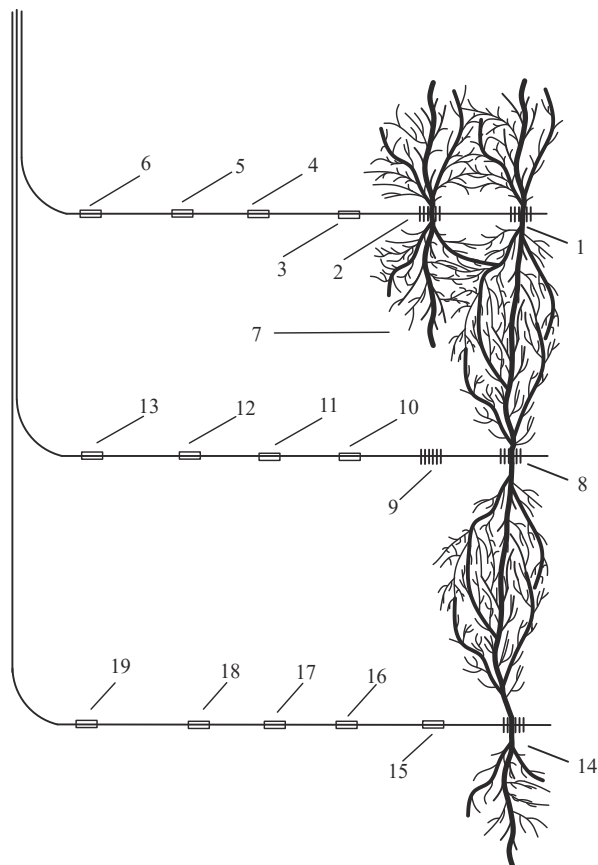
3)采用钻井工厂化的作业方式。采用“批量化”作业或“流水线”作业方式完成 1 个地质“块段”内所有井的钻井施工任务,之后再开展压裂改造,能有效避免以往压裂施工时对周边钻探施工井的干扰和影响。批量化是指钻井作业过程中,各井相同阶段,

相同工艺的施工任务,由同一部钻机依次完成的钻井方式。流水线是指钻井作业过程中,同一口井不同阶段的施工任务,分别由两部或多部钻机分别完成的钻井方法。

4)采用强化缝间干扰的地质“块段”集中压裂新方法。在一个“块段”内,采用 1~2 套压裂机组同期对 2~4 口井采用工厂化交替“分簇射孔”+“分段压裂”的方式,以 3 口水平井的施工为例,具体方法和步骤如下:

第 1 口井完成第一级射孔后,设备移至第 2 口井、第 3 口井依次开展第一级射孔,同步开展第 1 口井第一级压裂;第 1 口井第一级压裂完后,开始第 2 口井第一级压裂,同步开展第 1 口井第二级射孔;第 2 口井第一级压裂完后,开展第 3 口井第一级压裂和第 2 口井第二级射孔;第 3 口井第一级压裂完后,开展第 1 口井第二级压裂和第 3 口井第二级射孔;第 1 口井第二级压裂完后,开展第 2 口井第二级压裂和第 1 口井第三级射孔。按照以此方法的施工顺序,直至完成第 3 口井最后一级的压裂,如图 10 所示。

施工过程中每口井每级压裂完后不排液,直至完成“块段”内最后一口井的压裂后再组织排液投产。这种设计多口井交替压裂的方式,由于地层一直处于较高的压力状态下,因此可以促使裂缝转向,产生更大规模更加复杂的缝网,进一步强化缝间干扰,增大储层渗透性,如再配套采用目前主流的“超大、超密、充分支撑体积缝网”的“极限体积压裂”技术,可



1—第1口井第1级已完成压裂段,未排液;2—第1口井第2级正在压裂段;3—第1口井第3级未射孔段;4—第1口井第4级未射孔段;5—第1口井第5级未射孔段;6—第1口井第6级未射孔段;7—未排液状态下形成的复杂裂缝;8—第2口井第1级已完成压裂段,未排液;9—第2口井第2级正在射孔段;10—第2口井第3级未射孔段;11—第2口井第4级未射孔段;12—第2口井第5级未射孔段;13—第2口井第6级未射孔段;14—第3口井第1级已完成压裂段,未排液;15—第3口井第2段待射孔段;16—第3口井第3段未射孔段;17—第3口井第4段未射孔段;18—第3口井第5段未射孔段;19—第3口井第6段未射孔段

图10 地质“块段”内集中压裂的水平井储层改造方法

Fig.10 Horizontal well reservoir reconstruction method of centralized fracturing in geological “block”

实现最大化的改善储层渗流条件,十分有利于气体产出,提高部署井的产气效果。

5 结 论

1) 区块精细地质研究对于井位部署、整体开发方案的设计以及后期地质条件的动态变化研究等都十分重要,应作为井位部署的关键因素,进行重点研究和分析。首先建立构造格架,可利用区块地质建模,强化对区块主力开发层系次级构造的精细描述和刻画,在此基础上考虑不同部位含气量、地下水径流、煤层厚度等差异的综合影响,部署设计合理井位。同时,细化研究每个井组的地质条件差异,及时调整井网方位、井距大小。

2) 不同构造部位对煤层气井的产气效果影响显

著。应更加重视区域范围大构造作用对煤层气或是煤系地层甲烷气体的聚集作用的影响,对于生储盖成藏条件的分析,有利于寻找新的有利目标层段。在具体区块的煤层气井位部署时,应更加重视次级构造作用对煤层气聚气作用影响。同时,不同构造部位影响煤层气井产水量,这一点在中低煤阶煤层气井产生水量中较为明显。

3) 模拟研究了工程因素影响下的井距优化方案。综合考虑不同井距条件下井间干扰对产气效果的影响、不同井距累计产气量差异、开发井数与产气效果之间的经济效益差异对比等因素,综合得出能够实现较好产气效果和经济效益的最优井距大小。

4) 提出一种地质工程一体化的井位部署与实施新思路。通过4个环节步骤的工艺改进和调整优化,特别是集中钻井工厂化的作业方式和强化缝间形成的地质“块段”式压裂新方法,实现快速大规模钻探和最大化的沟通储层裂缝和孔隙,以提高部署井的产气效果,降低钻井和压裂成本、缩短建设和投产周期。

参考文献(References):

- [1] 徐凤银,侯伟,熊先钺,等.中国煤层气产业现状与发展战略[J].石油勘探与开发,2023,50(4):669-682.
XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 669-682.
- [2] 刘大猛,李俊乾.我国煤层气分布赋存主控地质因素与富集模式[J].煤炭科学技术,2014,42(6):19-24.
LIU Dameng, LI Junqian. Main geological controls on distribution and occurrence and enrichment patterns of coalbed methane in China[J]. Coal Science and Technology, 2014, 42(6): 19-24.
- [3] 孙锦粉,王勃,李梦溪,等.沁水盆地南部煤层气富集高产主控地质因素[J].石油学报,2014,35(6):1070-1079.
SUN Fenjin, WANG Bo, LI Mengxi, et al. Major geological factors controlling the enrichment and high yield of coalbed methane in the southern Qinshui Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1070-1079.
- [4] 邵龙义,侯海海,唐跃,等.中国煤层气勘探开发战略接替区优选[J].天然气工业,2015,35(3):1-11.
SHAO Longyi, HOU Haihai, TANG Yue, et al. Selection of strategic relay areas of CBM exploration and development in China[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 1-11.
- [5] 赵欣.煤层气产能主控因素及开发动态特征研究[D].徐州:中国矿业大学,2017.
ZHAO Xin. Research on the main controlling factors and development dynamic characteristics of coalbed methane production capacity[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2017.
- [6] 王之朕,张松航,唐书恒,等.煤层气开发井网密度和井距优化研究—以韩城区块为例[J].煤炭科学技术,2023,51(3):148-

- 157.
- WANG Zhizhen, ZHANG Songhang, TANG Shuheng, *et al.* Study on well pattern density and well spacing of coalbed methane development: taking Hanchengbei Block as an example[J]. *Coal Science and Technology*, 2023, 51(3): 148–157.
- [7] 徐兵祥, 李相方, 邵长金, 等. 考虑压裂裂缝的煤层气藏井网井距确定方法[J]. *煤田地质与勘探*, 2011, 39(4): 16–19.
- XU Bingxiang, LI Xiangfang, SHAO Changjin, *et al.* Determination methods of well pattern and spacing for coalbed methane reservoir considering hydraulic fractures[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2011, 39(4): 16–19.
- [8] 史进, 吴晓东, 韩国庆, 等. 煤层气开发井网优化设计[J]. *煤田地质与勘探*, 2011, 39(6): 20–23.
- SHI Jin, WU Xiaodong, HAN Guoqing, *et al.* Optimization design of CBM well grid pattern[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2011, 39(6): 20–23.
- [9] 赵欣, 姜波, 徐强, 等. 煤层气开发井网设计与优化部署[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(1): 84–90.
- ZHAO Xin, JIANG Bo, XU Qiang, *et al.* Well pattern design and deployment for coalbed methane development[J]. *Petroleum Exploration and Development*. 2016, 43(1): 84–90.
- [10] 闫霞, 李小军, 赵辉, 等. 煤层气井井间干扰研究及应用[J]. *岩性油气藏*, 2015, 27(2): 126–132.
- YAN Xia, LI Xiaojun, ZHAO Hui, *et al.* Research on well interference of coalbed methane wells and its application[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2015, 27(2): 126–132.
- [11] 赵金, 张遂安. 煤层气排采储层压降传播规律研究[J]. *煤炭科学技术*, 2012, 40(10): 65–68.
- ZHAO Jin, ZHANG Suian. Study on pressure drop transmission law of coal bed methane drainage reservoir stratum[J]. *Coal Science and Technology*, 2012, 40(10): 65–68.
- [12] 李瑞, 王生维, 吕帅峰, 等. 煤层气排采过程中储层压降动态变化影响因素[J]. *煤炭科学技术*, 2017, 45(7): 93–99.
- LI Rui, WANG Shengwei, LYU Shuaifeng, *et al.* Dynamic varied influence factors of pressure drop in coal reservoir during coalbed methane drainage process[J]. *Coal Science and Technology*, 2017, 45(7): 93–99.
- [13] 刘世奇. 沁水盆地南部煤层气直井产能的地质与工程协同控制及预测[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2013.
- LIU Shiqi. Geological and engineering collaborative control and prediction of vertical coalbed methane production capacity in southern Qinshui Basin[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2013.
- [14] 王勃, 孙粉锦, 李贵中, 等. 基于模糊物元的煤层气高产富集区预测——以沁水盆地为例[J]. *天然气工业*, 2010, 30(11): 22–25, 115–116.
- WANG Bo, SUN Fenjin, LI Guizhong, *et al.* Prediction of prolific CBM zones with the fuzzy matter element method: A case study of the Qinshui Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(11): 22–25, 115–116.
- [15] 程爱国, 赵欣, 潘海洋, 等. 煤炭与煤层气综合勘查技术[M]. 北京: 地质出版社, 2020.
- [16] 徐凤银, 王成旺, 熊先钺, 等. 深部(层)煤层气成藏模式与关键技术对策: 以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(4): 30–42.
- XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, *et al.* Deep(layer) coalbed methane reservoir forming modes and key technical countermeasures: taking the eastern margin of Ordos Basin as an example[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(4): 30–42.
- [17] 孙强, 孙建平, 张健, 等. 沁水盆地南部柿庄南区块煤层气地质特征[J]. *中国煤炭地质*, 2010, 22(6): 9–12.
- SUN Qiang, SUN Jianping, ZHANG Jian, *et al.* Current research status and prospect of geo-stress impact on cbm exploration and exploitation [J], *Coal Geology of China*, 2010, 22(6): 9–12.
- [18] 吴国代, 桑树勋, 杨志刚, 等. 地应力影响煤层气勘探开发的研究现状与展望[J]. *中国煤炭地质*, 2009, 21(4): 31–34.
- WU Guodai, SANG Shuxun, YANG Zhigang, *et al.* Current research status and prospect of geo-stress impact on CBM exploration and exploitation [J]. *Coal Geology of China*, 2009, 21(4): 31–34.
- [19] 闫霞, 徐凤银, 张雷, 等. 微构造对煤层气的控藏机理与控产模式[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(2): 893–905.
- YAN Xia, XU Fengyin, ZHANG Lei, *et al.* Reservoir-controlling mechanism and production-controlling patterns of microstructure coalbed methane[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(2): 893–905.
- [20] 王勃, 姚红星, 王红娜, 等. 沁水盆地成庄区块煤层气成藏优势及富集高产主控地质因素[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(2): 366–372.
- WANG Bo, YAO Hongxing, WANG Hongna, *et al.* Favorable and major geological controlling factors for coalbed methane accumulation and high production in the Chengzhuang Block, Qinshui Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(2): 366–372.
- [21] 倪小明, 王延斌, 李勇, 等. 煤层气开发地质单元划分与应用实践[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(7): 2562–2574.
- NI Xiaoming, WANG Yanbin, LI Yong, *et al.* Division and application of development geological units for coalbed methane[J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(7): 2562–2574.
- [22] 赵少磊, 朱炎铭, 曹新款, 等. 地质构造对煤层气井产能的控制机理与规律[J]. *煤炭科学技术*, 2012(9): 108–111, 116.
- ZHAO Shaolei, ZHU Yanming, CAO Xinkuan, *et al.* Control mechanism and law of geological structure affected to production capacity of coal bed methane well[J]. *Coal Science and Technology*, 2012(9): 108–111, 116.
- [23] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用与分子间作用力[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 437–452.
- JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: Hydrocarbon self-containment and intermolecular forces[J]. *Petroleum Exploration and Development*. 2021, 48(3): 437–452.
- [24] 康园园, 邵先杰, 石磊, 等. 煤层气开发技术综述[J]. *中国煤炭地质*, 2010, 22(S1): 43–46, 177.
- KANG Yuanyuan, SHAO Xianjie, Shi Lei, *et al.* Summary of CBM exploitation technology[J]. *Coal Geology of China*, 2010, 22(S1): 43–46, 177.