

贵州大河边区块煤系气合采数值模拟 与开发效果评价

王文楷^{1,2,3,4}, 刘世奇^{2,3}, 梁 渝^{1,2,3,4}, 杜瑞斌^{1,2,3,4}

(1. 中国矿业大学 资源与地球科学学院, 江苏 徐州 221116; 2. 中国矿业大学 江苏省煤基温室气体减排与资源化利用重点实验室, 江苏 徐州 221008; 3. 中国矿业大学 碳中和研究院, 江苏 徐州 221008; 4. 中国矿业大学 煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室, 江苏 徐州 221008)

摘要: 煤系气具有共生共储、多岩性储层频繁互层等特点, 多层合采是实现其高效开发的有效方式。以黔西地区大河边区块二叠系上统龙潭组煤系叠合型储层为研究对象, 开展了典型煤层-砂岩-泥岩互层型煤系叠合型气藏生产数值模拟研究, 探讨了不同开发层段下煤系气井合采效果, 阐明了非煤层段产气贡献、压力传导和渗透率动态变化对煤系气开发效果的影响, 并提出研究区煤系气合层排采建议。结果表明: 煤系气井合采效果受气源供给、地层压力传导方式以及储层物性动态变化影响。非煤层段(泥岩、砂岩)作为补充性气源对煤系气井产气量有一定贡献, 其中“煤层+顶板+底板”开发方式的合采效果最佳, 累计产气量增幅达 2.97%~48.46%, 非煤层段的产气贡献率可达 5.3%~10.4%。非煤层段的产气贡献率受控于地层压力传导方式。层间垂向压差影响下, 地层压降由泥岩、砂岩的高压力区向煤层的低压力区传导, 控制了层间物质传递。多层段开发可减缓层间垂向压力传导, 有利于储层内部压力的扩展和下降, 而过多的开发层段, 反而造成层间垂向压差增大, 抑制了储层内部压降扩展, 指示了煤系气开发应结合含气系统储层性质, 优选适宜的开发层段。泥岩、砂岩渗透率的动态变化受开发方式的显著影响。多层合采的开发方式有利于煤层渗透率恢复, 但易导致泥岩、砂岩渗透率快速下降, 通过合理的排采管控工艺降低甚至避免泥岩、砂岩储层伤害也尤为重要。

关键词: 煤系气; 多层合采; 压力传导; 渗透率; 大河边区块

中图分类号: P 618.13 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-1964(2025)01-0098-17

Numerical simulation and development effect evaluation of coal-measure gas co-production in Dahebian block of Guizhou Province

WANG Wenkai^{1,2,3,4}, LIU Shiqi^{2,3}, LIANG Yu^{1,2,3,4}, DU Ruibin^{1,2,3,4}

(1. School of Mineral Resource and Geoscience, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221116, China; 2. Jiangsu Key Laboratory of Coal-based Greenhouse Gas Control and Utilization, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221008, China; 3. Carbon Neutrality Institute, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221008, China; 4. Key Laboratory of Coalbed Methane Resource and Reservoir Formation Process,

收稿日期: 2024-07-12 修回日期: 2024-12-05 DOI: 10.13247/j.cnki.jcumt.20240339

基金项目: 国家自然科学基金项目(42030810, 41972168); 中央高校基本科研业务费项目(2023KYJD1001)

通信作者: 刘世奇(1984—), 男, 山东省单县人, 研究员, 博士生导师, 工学博士, 从事煤系非常规天然气勘探开发、二氧化碳地质封存与地质利用方面的研究。

E-mail: liushiqi@cumt.edu.cn Tel: 13407531129

引用格式: 王文楷, 刘世奇, 梁 渝, 等. 贵州大河边区块煤系气合采数值模拟与开发效果评价[J]. 中国矿业大学学报, 2025, 54(1): 98-114.

WANG Wenkai, LIU Shiqi, LIANG Yu, et al. Numerical simulation and development effect evaluation of coal-measure gas co-production in Dahebian block of Guizhou Province[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2025, 54(1): 98-114.

Ministry of Education, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221008, China)

Abstract: Coal measure gas has the characteristics of symbiotic co-storage and frequent inter-bedding of multi-lithologic reservoirs. Multi-layer commingled production is an effective way to achieve its efficient development. Taking the coal measure superimposed reservoir of the Upper Permian Longtan Formation in the Dahebian block of western Guizhou as the research object, the numerical simulation of the production of typical coal measure superimposed gas reservoirs with coal seam-sandstone-mudstone interbeds was carried out. The combined production effect of coal measure gas wells under different development intervals was discussed. The effects of gas production contribution, pressure conduction, and dynamic change of permeability on the development effect of coal measure gas were clarified, and the suggestions for the combined layer drainage of coal measure gas in the study area were put forward. The results show that the combined production effect of coal-bearing gas wells is affected by gas source supply, formation pressure conduction mode, and dynamic changes in reservoir physical properties. As a supplementary gas source, the non-coal seam section (mudstone and sandstone) has a certain contribution to the gas production of gas wells in coal measures. Among them, the combined mining effect of ‘coal seam + roof + floor’ development mode is the best, and the cumulative gas production increases by 2.97%~48.46%, and the gas production contribution rate of non-coal seam section can reach 5.3%~10.4%. The gas production contribution rate of the non-coal seam section is controlled by the formation pressure conduction mode. Under the influence of vertical pressure difference between layers, the formation pressure drop is transmitted from the high-pressure zone of mudstone and sandstone to the low-pressure zone of coal seam, which controls the material transfer between layers. The development of multi-layer sections can slow down the vertical pressure conduction between layers, which is conducive to the expansion and decline of the internal pressure of the reservoir. However, too many development layers cause an increase in the vertical pressure difference between layers, which inhibits the expansion of the internal pressure drop of the reservoir. It indicates that the development of coal measures gas should be combined with the reservoir properties of the gas-bearing system to optimize the appropriate development layers. The dynamic change of permeability of mudstone and sandstone is significantly affected by the development mode. The development mode of multi-layer combined mining is conducive to the recovery of coal seam permeability, but it is easy to lead to the rapid decline of mudstone and sandstone permeability. It is particularly important to reduce or even avoid the damage of mudstone and sandstone reservoirs through reasonable drainage control technology.

Key words: coal measure gas; multi-layer commingled production; pressure conduction; permeability; Dahebian block

煤系气是非常规天然气的重要组成部分^[1],我国煤系气资源丰富,2 km 以浅的资源量约为 $8.2 \times 10^{13} \text{ m}^3$ ^[2],主要分布在鄂尔多斯盆地、沁水盆地以及滇东黔西等石炭—二叠系含煤盆地以及准噶尔盆地、塔里木盆地、吐哈盆地、二连盆地等侏罗—白垩系含煤盆地^[3].全球范围内,美国怀俄明州和澳大利亚苏拉特盆地已成功开发煤系气;我国在鄂尔多斯盆地东缘、准噶尔盆地东部及川南等地开展的煤系气共探共采试验取得显著成效,显示了良好的勘探开发潜力^[4-5].

煤系气具有共生共储、多岩性储层频繁互层

等特点,单一储层开发通常产气量较低,现有工程试验证实多层合采有助于发挥煤系气开发潜力,提高单井产气量和整体开发效益,是实现煤系气高效开发的可行性策略^[6].当前,我国煤系气多层合采仍处于探索阶段,煤系气产出过程受 CH_4 赋存状态、储层压力和含气饱和度等影响,较单一气藏更为复杂,加之不同相态 CH_4 、不同属性储层的敏感性差异等,造成煤系气合采产层层间干扰等矛盾突出,影响了合采效果^[7].为此,学者基于数值模拟等方法,探讨了煤系气多层合采的气水产出规律、层间干扰机制和开发效果影响因素.

文献[8-11]利用 Eclipse、Comet3 等数值模拟软件,模拟研究了煤层气井多煤层合采的层间干扰过程,探讨了储层参数对层间干扰系数的敏感性、多层合采的流体效应以及层间干扰的形成机制,认为储层压力、层间距、排采强度和物性参数差异是影响煤层气合层排采效果的重要因素,为煤系气多层合采的相关研究提供了重要参照.文献[12-15]分别建立了煤层气直井合层排采、煤层与砂岩等多层合采的多物理场耦合数学模型,探讨了含气性、渗透率等储层物性参数动态演化特征,揭示了排采速率等对煤层气合层排采效果,以及砂岩层含水饱和度对煤层气-砂岩气合采效果的影响,但上述模型均未考虑层间物质传递.文献[16-19]建立了考虑层间窜流的煤-页岩-砂岩等复合储层煤系气合采数学模型,揭示了煤系气开发过程中流体渗流规律和层间干扰现象,探讨了层内动态滑脱流、层间窜流及其耦合作用对煤系气合采的影响,对影响合采效果和层间窜流强度的因素进行了敏感性分析,并提出了变井底压力梯度排采方案.文献[20-21]则利用所建立的数值模型和数值模拟方法,实现了煤系气井产能劈分,明确了不同层位的气、水产出贡献以及吸附气、游离气产量贡献,认为煤层与砂岩之间压力系统越接

近,合采效果越好.综上所述,现有研究聚焦于煤系气多层合采的层间干扰和不同层位的产气贡献量化.然而现有研究和工程实践证实,煤系气产层并非越多越好,不同开发层位下煤系气合采效果以及层间压力与物质交换对开发效果的影响有待进一步探讨.

贵州省是我国煤层气勘探生产的重要接替区和煤系气勘探开发重点地区^[22],取得了煤层气、煤系页岩气或煤系致密气的共生发现^[23-24],并在盘县地区的煤层气勘探开发中获得了工业气流突破^[25].论文以黔西六盘水矿区大河边区块为研究区,通过建立二叠系上统龙潭组典型煤系地层三维地质模型与煤系叠合型气藏生产数学模型,探讨了不同开发层段下煤系气合采效果及其影响机制,以期为煤系气开发层位优选和开发工艺优化提供依据.

1 大河边区块煤系气开发地质与工程背景

1.1 地质背景

大河边区块位于贵州省六盘水市水城县大河边向斜两翼,区块面积 46.11 km²,属扬子陆块黔北隆起六盘水断陷威宁西北向构造变形区^[26],整体为一宽缓向斜,呈 NE—SW 向延伸(图 1a).

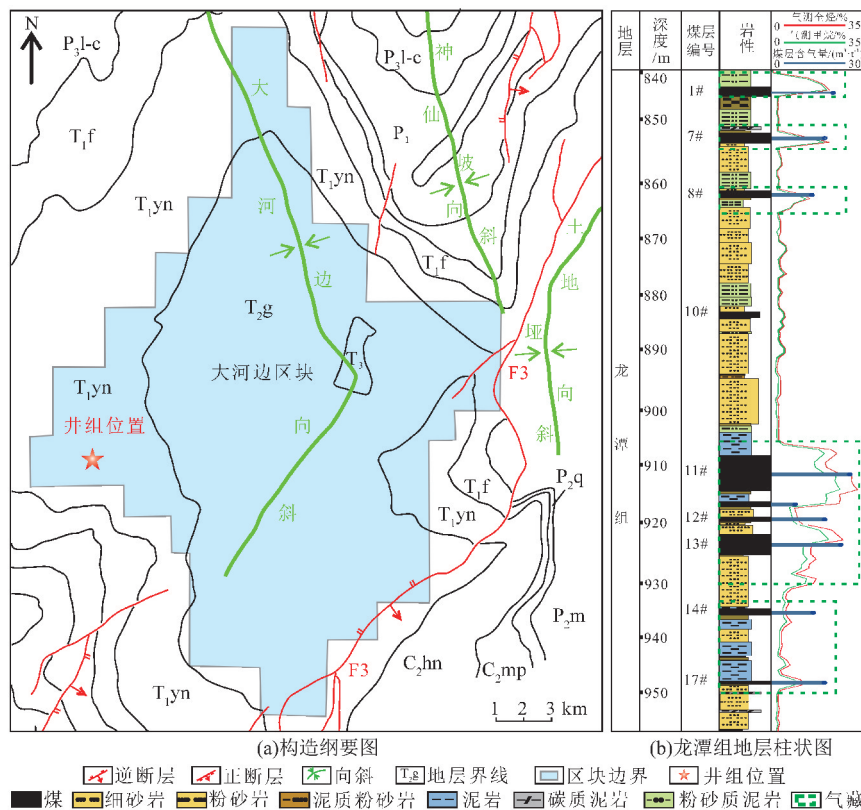


图 1 大河边区块构造纲要图和龙潭组地层柱状图

Fig. 1 Structural outline map of Dahebian block and stratigraphic column of Longtan formation

区内褶曲、断层不发育,褶曲主要为大河边向斜,呈“半圆弧”形展布,区块东部边缘外发育有神仙坡向斜和土地垭向斜;区块东部边缘发育2条断层,其中F1断层性质不明,F3断层为逆断层,是区域性大断层,走向NE 20°~60°,倾向SE,倾角27°~62°,落差400~900 m.

区内地下水主要以管道流和裂隙流形式汇入大河,分为松散物孔隙水、岩溶水和裂隙水.未来矿坑充水源主要来自龙潭-长兴组裂隙水,间接来源包括降雨和其他地下水.充水通道为裂隙、断层及废弃巷道,矿床水文地质类型为裂隙充水,水文地质条件中等.

大河边区块含煤地层为二叠系上统龙潭组(P₃l),为一套海陆交互相含煤沉积,含煤层14~29层,煤层总厚23.94~28.77 m,其中可采煤层总厚14.24~17.54 m(图1b).按岩性组合特征及含煤特征分为P₃l¹,P₃l²,P₃l³3个含煤层段,P₃l¹含煤层段含煤6~13层,均为不可采煤层;P₃l²含煤层段含煤3~6层,其中11,12,13号煤层为全区可采煤层,厚度分别为4.73~7.02,0.90~1.03和2.22~3.57 m;P₃l³含煤层段含煤5~10层,其中1,7号煤层为全区可采煤层,厚度分别为1.17~1.87和1.46~1.85 m.综上,P₃l²,P₃l³含煤层段可采煤层厚度较大且分布相对稳定,是区内煤系气勘探开发的主力层段,也是本次研究的目层段.

1.2 煤系地层特征

测井解释结果显示,区内P₃l²含煤层段煤层(11#,12#,13#)间距较小,含气量为7.69~25.27 m³/t,且煤层间泥岩、砂岩(粉砂岩、泥质粉砂岩、细砂岩为主)均显示出较好的含气性,为典型的多煤层-泥岩-砂岩互层气藏;P₃l³含煤层段煤层(1#,4#,7#,8#)间距较大,含气量介于13.08~19.99 m³/t之间,仅靠近煤层的砂岩(粉砂岩、细砂岩、泥质粉砂岩为主)、泥岩(泥岩、炭质泥岩为主)气测显示较高,为单煤层-泥岩-砂岩互层气藏.由此可见,大河边区块龙潭组纵向上形成了以煤层为主要气源,以煤层间泥岩、砂岩作为补充性气源的煤层-泥岩-砂岩互层型气藏^[27-28].

区内参数井注入/压降试井结果显示,龙潭组地层层间压力系数差异较小,介于0.81~0.92,为欠压-常压地层,随深度增加地层压力和地层压力系数线性增大,P₃l²,P₃l³含煤层段存在同一含气系统的可能性,对多层合采具有积极意义.

测井解释结果显示,P₃l²,P₃l³含煤层段主采煤层孔隙度为1.55%~2.50%,渗透率为0.11×

10⁻³~0.65×10⁻³ μm²,其中11#煤层孔隙度、渗透率最大,分别为2.30%~2.50%和0.53×10⁻³ μm²;其次为7号煤层,分别为2.13%~2.46%和0.41×10⁻³ μm².与煤层相比,非煤层段的泥岩、砂岩孔隙度较低,介于1.06%~1.21%之间.

P₃l²,P₃l³含煤层段主采煤层顶板岩性一般为泥质粉砂岩或粉砂质泥岩及泥岩,弹性模量为0.38×10⁴~1.38×10⁴ MPa,泊松比为0.116~0.278,内摩擦角为3.77°~53.78°,内聚力为1.26~45.24 MPa;底板岩性一般为粉砂岩、细砂岩或泥岩,弹性模量为0.44×10⁴~1.27×10⁴ MPa,泊松比为0.180~0.253,内摩擦角为18.88°~54.18°,内聚力为1.45~21.61 MPa;主采煤层弹性模量为0.33×10⁴~0.83×10⁴ MPa,泊松比为0.042~0.423,内摩擦角为10.93°~41.93°,内聚力为2.33~16.05 MPa.煤层顶底板抗压强度大于对应煤层的破裂压力,有利于压裂裂缝在煤层中扩展^[29].

1.3 煤系气开发工程背景

大河边区块已完成6个井台的施工,实施煤层气丛式井30口.论文选取W井台开展研究,该井台共有6口定向井,分别编号W1~W6(图2).W井台为7#,11#,12#,13#煤层合层开发,井深800~1000 m,投产前对7#,11#,13#煤层进行分层压裂.Fracpro PT裂缝模拟结果显示,7#,11#,13#煤层压裂裂缝半长分别为130.5~149.5,153.7~175.0和137.9~159.0 m,支撑裂缝高度分别为1.75~2.95,4.30~13.80和2.34~8.80 m,裂缝总高分别为9.10~12.40,9.20~24.90和9.10~18.80 m,支撑裂缝高度与裂缝总高均超过煤层厚度,说明压裂裂缝已延伸至煤层顶底板(图3).

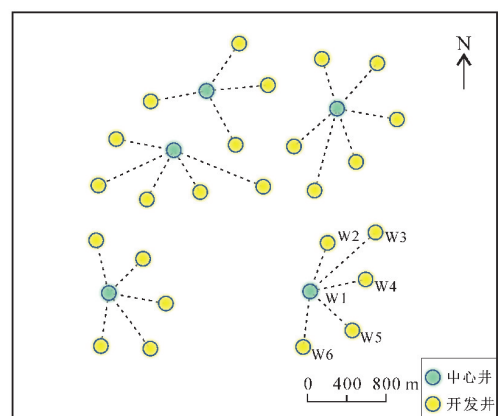


图2 大河边区块煤层气井分布
Fig. 2 Coalbed methane well distribution in Dahebian block

W 井台定向井可划分为 4 个排采管控阶段：控压排液阶段(A)、产气量上升阶段(B)、控压稳产阶段(C)和产气衰减阶段(D)。为避免憋压过高导致动液面下降过快而暴露上部产层，W 井台定向井均采用低套压排采，产气量上升阶段设定较低的憋压上限值；为了严格控制套压相对稳定、充分释放煤层产气潜力、确保控压稳产阶段套压缓慢下降，产气量上升阶段进一步划分为缓慢降压阶段(b_1)、控压产气阶段(b_2)和降压提产阶段(b_3)。缓慢降压阶段(b_1)从套压显现开始，至套压上升至阈值结束，持续时间为 0~30 d；控压产气阶段(b_2)从套压上升至阈值开始，套压和试气相对

稳定时结束，持续时间为 0~60 d；降压提产阶段(b_3)从套压与试气相对稳定时开始，至产气量达到较高稳定状态时结束，持续时间为 50~100 d。

截至 2023 年 12 月 31 日，W 井台已投产超过 6 a，6 口定向井峰值产气量为 783~1 426 m^3/d ，产水量为 5.1~10.8 m^3/d ；稳产产气量为 600~1 200 m^3/d ，产水量为 0.9~2.8 m^3/d ，稳产时间为 5 个月~2 a；其中 W3 井稳产时间最长，1 000 m^3/d 以上持续稳产时间超过 2 a，W5 和 W6 井峰值产气量和稳产产气量最高，峰值产气量分别达到 1 426 m^3/d 和 1 356 m^3/d ，稳产产气量均超过 1 200 m^3/d ，W1 井的产水量最大，峰值产水量可达 10.8 m^3/d 。

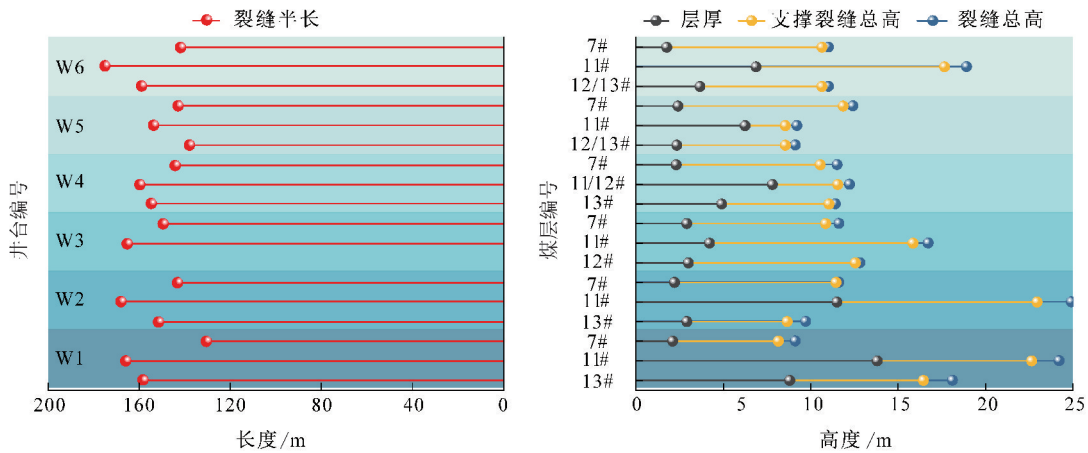
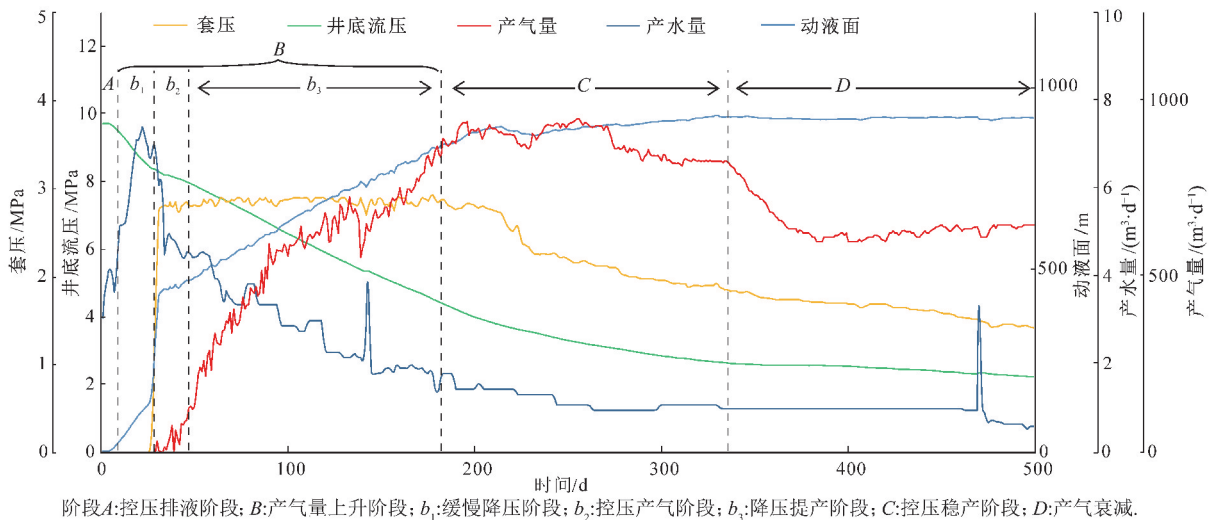


图 3 W 井台压裂煤层厚度、压裂裂缝高度和半长

Fig. 3 Fractured coal seam thickness, fracturing fracture height and half-length of W wellbay



阶段A:控压排液阶段; B:产气量上升阶段; b_1 :缓慢降压阶段; b_2 :控压产气阶段; b_3 :降压提产阶段; C:控压稳产阶段; D:产气衰减。

图 4 W1 井排采曲线与排采阶段划分

Fig. 4 Production curve and production stages of W1 well

2 大河边区块煤系地层三维地质模型

2.1 COMSOL Multiphysics 地质模型

采用 Surfer 与 COMSOL Multiphysics 相结

合的方式，通过现有工程数据的内插、外推，建立描述大河边区块 W 井台 P_3l^2 、 P_3l^3 含煤层段三维空间展布的地质模型，作为煤系气生产数值模拟的基础。基本思路如下：

1) Surfer 层面模型构建. 对 W 井台工程资料进行二次处理, 将处理后的高程数据导入 Surfer 软件, 通过克里金 (Kriging) 插值法进行数据加密 (图 5a), 并将加密后的网格数据导出为 DAT 格式文件.

2) COMSOL Multiphysics 几何模型构建. 利用 COMSOL Multiphysics 内置的插值函数功能将 DAT 网格数据导入, 准确还原 Surfer 层面模型; 通过几何模块中参数化面, 将附有网格数据的插值函数填入, 创建地层几何模型; 在几何模型中进行实体充填, 并通过“布尔运算”对几何实体进行分割, 删除多余实体, 完善地质体建模, 如图 5a

所示.

3) 煤系气井建模. 在所建立的地质体中, 根据 W 井台钻完井、压裂资料, 增加煤系气井和压裂裂缝信息.

本次研究所建立的 COMSOL Multiphysics 三维地质模型平面尺寸为 987 m × 761 m, 自下而上分别是 13#、12#、11# 和 7# 煤层, 根据实际地层空间展布, 在煤层间充填泥岩与砂岩层作为煤层顶底板与中间层 (图 5b). 模型内分布有 6 口煤系气井, 井径 0.12 m, 井间距 236 ~ 455 m (图 5c); 压裂裂缝简化为椭圆形, 以裂缝半长为椭圆形长轴半径表示裂缝横向扩展范围 (图 5c).

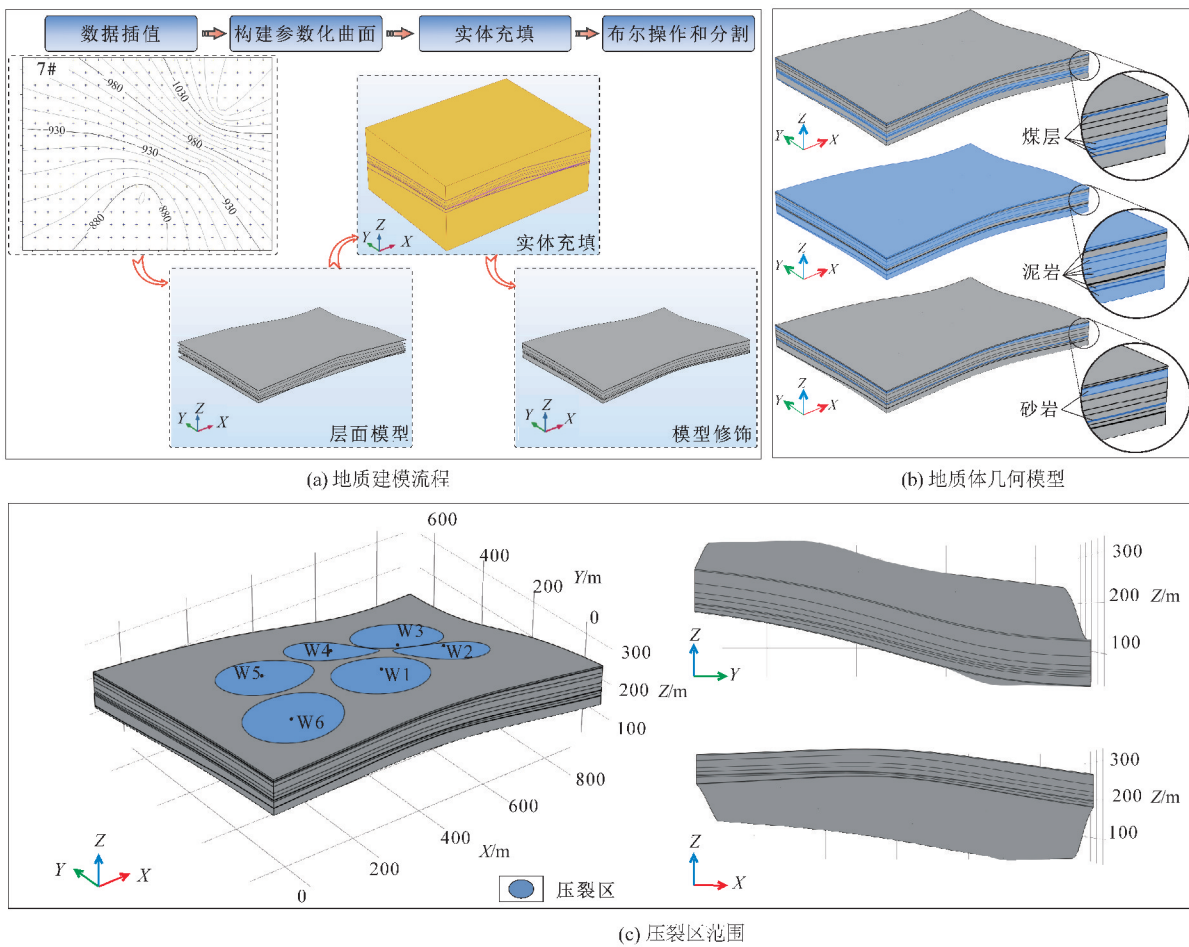


图 5 COMSOL Multiphysics 三维地质建模流程与地质模型

Fig. 5 Three-dimensional geologic modeling process of COMSOL Multiphysics and the geological model

2.2 地质模型网格划分

数值模拟前需要对地质模型进行网格划分, 兼顾网格单元质量、模拟效率和模拟结果准确性, 在 COMSOL Multiphysics 软件内通过扫掠功能中自由三角形进行网格划分, 并对井筒周围进行网格加密、远井筒处进行网格粗化处理 (图 6b). 网格划分后的地质模型拥有 110 148 个单元、3 001

个边单元和 364 个顶点单元, 单元大小为 0.197 ~ 19.700 m, 最大单元增长率为 1.30, 平均单元质量为 0.80. 同时, 为便于观察煤系气井生产模拟效果, 选取 W1 ~ W6 井 YZ 方向的横截面切片作为观测面, 并在煤层、泥岩与砂岩层中距离井筒 2 m 处选取 3 个观测点 (图 6c).

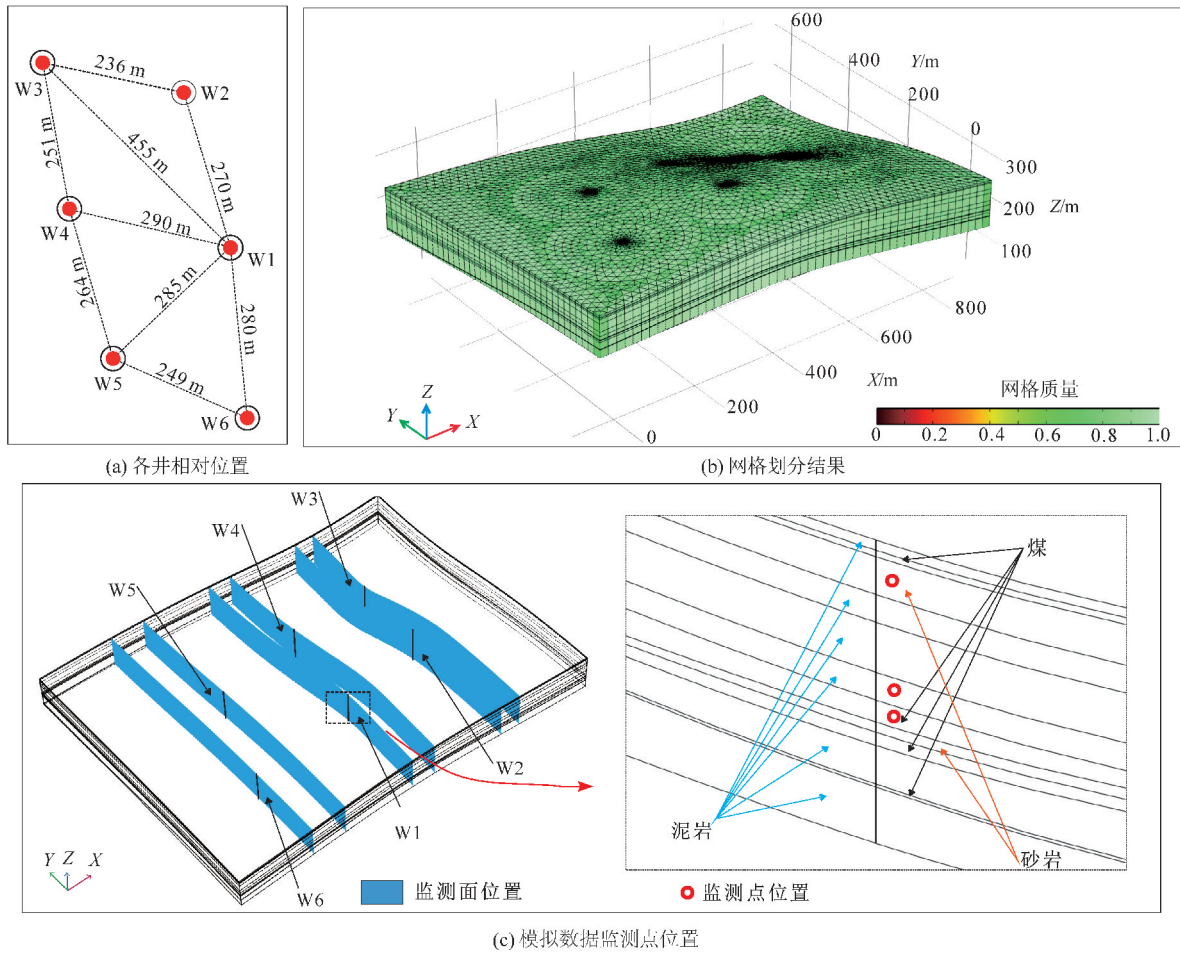


图 6 地质模型网格划分

Fig. 6 Geological model meshing

3 大河边区块煤系叠合型气藏生产数值模拟

3.1 模型假设

根据储层中 CH_4 的赋存状态与运移机理作如下假设^[17,28]:1)煤与泥岩为基质和裂隙组成的“双孔”介质,砂岩为“单孔”介质;2)煤与泥岩裂隙、砂岩孔隙中水和 CH_4 饱和;3) CH_4 的吸附、解吸主要发生在煤与泥岩基质孔隙中,砂岩内 CH_4 以游离态为主,不考虑吸附、解吸;4) CH_4 的扩散遵循 Fick 扩散定律,裂隙内 CH_4 与水的渗流遵循 Darcy 定律;5)岩石变形始终处于线弹性阶段,符合广义胡克定律,煤与泥岩基质体积受 CH_4 解吸收缩效应、有效应力作用以及温度变化影响,砂岩不考虑 CH_4 解吸收缩效应。

3.2 数学模型

3.2.1 流体场方程

1)煤与泥岩基质内 CH_4 运移方程

假设 CH_4 为理想气体,考虑煤与泥岩基质中

CH_4 的吸附态与游离态,并认为煤与泥岩基质是裂隙内 CH_4 的质量源,根据 Fick 定律和质量守恒方程,煤与泥岩基质内 CH_4 运移方程^[30-31]可表示为

$$\frac{\partial}{\partial t} \left\{ V_{sgn} \rho_{sn} \frac{M_g}{RT_s} P_s + \varphi_{mn} \frac{M_g}{RT_n} P_{mn} \right\} = - \frac{M_g}{\tau_n RT_n} (P_{mn} - P_{ln}), \quad (1)$$

式中: t 为时间,s; V_{sg} 为吸附气含量, m^3/kg ; ρ_s 为岩石骨架密度, kg/m^3 ; M_g 为 CH_4 的摩尔质量, kg/mol ; R 为气体摩尔常数,取 $8.314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; T_s 为标准状况下温度,取 273.5 K ; P_s 为标准大气压,取 $1.01325 \times 10^5 \text{ Pa}$; φ_m 为基质孔隙度,%; P_m 为基质内 CH_4 压力,Pa; T 为储层温度,K; τ 为 CH_4 解吸时间,s; P_l 为裂隙内流体压力,Pa;下标 n 代表岩石类型, $n=1$ 代表煤, $n=2$ 代表泥岩。

其中,煤与泥岩基质内吸附态 CH_4 满足 Langmuir 方程^[32],可表示为

$$V_{\text{sgn}} = \frac{V_L P_{mn}}{P_{Ln} + P_{mn}} \exp \left[-\frac{d_{Tn}(T_n - T_t)}{1 + d_{Pn} P_{mn}} \right], \quad (2)$$

式中: V_L 为 Langmuir 体积, m^3/kg ; P_L 为 Langmuir 压力, Pa ; d_T 为气体吸附的温度系数, K^{-1} ; d_P 为气体吸附的压力系数, Pa^{-1} ; T_t 为气体吸附温度, K .

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t} \left(S_{gn} \varphi_{ln} \frac{M_g P_{fgn}}{RT_n} \right) + \nabla \left[-\frac{M_g (P_{fgn} + b_n)}{RT_n} \frac{k_{rg} k_n}{\mu_g} \nabla P_{fgn} \right] = (1 - \varphi_{ln}) \frac{M_g}{\tau_n RT_n} (P_{mn} - P_{fn}), \\ \frac{\partial}{\partial t} \{ S_{wn} \varphi_{ln} [c(T_n - T_s) + \rho_{ws}] \} + \nabla \left[-\frac{(cT_n - cT_s + \rho_{ws}) k_{rw} k_n}{\mu_w} \nabla P_{fwn} \right] = 0, \end{cases} \quad (3)$$

式中: S_g 、 S_w 分别为气相、水相饱和度, 且 $S_w + S_g = 1$; φ_l 为裂隙孔隙度, %; b 为克林肯伯格 (Klinkenberg) 因子, Pa ; k_{rg} 、 k_{rw} 分别为气相、水相相对渗透率, k 为裂隙绝对渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ_g 、 μ_w 分别为气相、水相的动力黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; P_{fg} 、 P_{fw} 分别为裂隙内气相、水相压力, Pa ; c 为水的温

2) 煤与泥岩裂隙内流体运移方程

考虑煤与泥岩裂隙中气水两相流动、毛细管压力作用、Klinkenberg 效应, 以及温度对水相密度的影响, 根据质量守恒方程, 煤与泥岩裂隙内气水两相流动方程^[33-34]可表示为

度系数, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$; ρ_{ws} 为标准状况下水的密度, kg/m^3 ; ∇ 为梯度.

3) 砂岩中流体运移方程

砂岩可看作由孔隙和砂岩颗粒组成的单孔介质, 不考虑 CH_4 的吸附解吸, 则根据质量守恒方程, 砂岩内气水两相流动方程可表示为

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t} \left(S_{gn} \varphi_{ln} \frac{M_g P_{fgn}}{RT_n} \right) + \nabla \left[-\frac{M_g (P_{fgn} + b_n)}{RT_n} \frac{k_{rg} k_n}{\mu_g} \nabla P_{fgn} \right] = 0, \\ \frac{\partial}{\partial t} \{ S_{wn} \varphi_{ln} [c(T_n - T_s) + \rho_{ws}] \} + \nabla \left[-\frac{(cT_n - cT_s + \rho_{ws}) k_{rw} k_n}{\mu_w} \nabla P_{fwn} \right] = 0, \end{cases} \quad (4)$$

式中: 下标 $n=3$ 代表砂岩; 此时 φ_{ln} 、 P_{fgn} 、 P_{fwn} 分别为砂岩孔隙度以及砂岩孔隙内气相、水相压力.

4) 层间流动方程

受储层间力学性质与物性差异影响, 煤系气井生产过程中储层间形成垂向压差, 在其作用下流体出现层间流动与物质交换. 根据 Darcy 定律, 煤系地层层间流动方程^[17,28]可表示为

$$k_{rg} = \begin{cases} k_{rg0} \left(1 - \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{gr}} \right)^2 \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^2 \right], S_{gr} < S_g \leq 1, \\ 0, 0 \leq S_g \leq S_{gr}, \end{cases} \quad (6)$$

$$k_{rw} = \begin{cases} 0, 0 \leq S_w \leq S_{wr}, \\ k_{rw0} \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^4, S_{wr} < S_w \leq 1, \end{cases} \quad (7)$$

式中: S_{wr} 为束缚水饱和度; S_{gr} 为残余气饱和度. k_{rg0} 、 k_{rw0} 分别为气体的端点相对渗透率, 水的端点相对渗透率.

两相流条件下, 流体压力、流体分压与毛细管压力的关系^[36-37]可表示为

$$\begin{cases} P_{cn} = P_{fgn} - P_{fwn}, \\ P_{fn} = P_{fwn} S_{wn} + P_{fgn} S_{gn}, \\ P_{cn} = P_e S_{wn}^{-\frac{1}{\lambda}}, \end{cases} \quad (8)$$

式中: 下标 $n=1, 2$ 时, P_{cn} 、 P_{fgn} 、 P_{fwn} 分别为裂隙

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_g \varphi_c P_f) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho_g \frac{k_c}{\mu_g} P_z \right) = 0, \quad (5)$$

式中: φ_c 为层间孔隙度; k_c 为层间渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; P_z 为层间压差, Pa .

5) 辅助方程

两相流条件下, 气水相对渗透率^[35]表示为

内毛细管压力、气相压力和水相压力, Pa ; 下标 $n=3$ 时, P_{cn} 、 P_{fgn} 、 P_{fwn} 分别为砂岩孔隙内毛细管压力、气相压力和水相压力, Pa ; P_e 为排驱压力, Pa ; λ 为孔径分布系数.

3.2.2 应力场方程

岩体在应力、流体压力、气体吸附/解吸以及储层温度共同影响下发生应变, 基于多孔介质弹性理论可推导出煤、泥岩与砂岩储层应力场的 Navier-Stokes 方程^[12,36], 表达式为

$$G_n u_{i,jj} + \frac{G_n}{1 - 2\nu_n} u_{j,ji} + f_j = \alpha_{mn} P_{mn,i} + \alpha_{fn} P_{fn,i} + K_n \epsilon_{an,i} + K_n \alpha_{Tn} T_{n,i}. \quad (9)$$

其中,

$$\begin{cases} G = E/2(1 + \nu), \\ K = E/3(1 - 2\nu), \\ \alpha_m = 1 - K/K_s, \\ \alpha_f = 1 - K/(aK_N), \\ \epsilon_a = \alpha_{sg}V_{sg}, \end{cases} \quad (10)$$

式中: $i, j = x, y, z$, 表示三维坐标系中方向; u 为位移分量, $m; f$ 为体积力分量, Pa; G 为剪切模量, Pa; K 为体积模量, Pa; K_s 为岩石骨架体积模量, Pa; K_N 为裂隙刚度, Pa/m; α_m 为基质的 Biot 有效压力系数, $n=3$ 时, $\alpha_m=0$; $n=1, 2$ 时, α_f 为裂

$$\frac{\partial [(\rho C_p)_{\text{eff}} T_n]}{\partial t} + \eta_{\text{eff}} \nabla T_n - \nabla (\lambda_{\text{eff}} \nabla T_n) + K_n \alpha_{T_n} T_n \frac{\partial \epsilon_{vn}}{\partial t} + q_{\text{st}} \frac{\rho_{sn} \rho_{gs}}{M_g} \frac{\partial V_{sgn}}{\partial t} = 0, \quad (11)$$

式中: $(\rho C_p)_{\text{eff}}$ 为储层有效比热容, $J/(m^3 \cdot K)$; η_{eff} 为流体有效热对流系数, $J/(m^2 \cdot s)$; λ_{eff} 为岩石有效热导率, $W/(m \cdot K)$; ϵ_v 为体积应变; q_{st} 为 CH_4

$$\begin{cases} (\rho C_p)_{\text{eff}} = (1 - \varphi_{fn} - \varphi_{mn}) \rho_{sn} C_{sn} + (S_{gn} \varphi_{fn} + \varphi_{mn}) \rho_{gn} C_g + S_{wn} \varphi_{fn} \rho_{wn} C_w, \\ \eta_{\text{eff}} = -\frac{k_n k_{rg}}{\mu_g} \left(1 + \frac{b_n}{P_{ign}}\right) \nabla P_{ign} \rho_{gn} C_g - \frac{k_n k_{rw}}{\mu_w} \nabla P_{fwn} \rho_{fw} C_w, \\ \lambda_{\text{eff}} = (1 - \varphi_{fn} - \varphi_{mn}) \lambda_{sn} + (S_{gn} \varphi_{fn} + \varphi_{mn}) \lambda_g + S_{wn} \varphi_{fn} \lambda_w, \end{cases} \quad (12)$$

式中: C_s 为岩石比热容, $J/(kg \cdot K)$; C_g 为甲烷比热容, $J/(kg \cdot K)$; C_w 为水比热容, $J/(kg \cdot K)$; λ_s 为岩石热传导系数, $W/(m \cdot K)$; λ_g 为甲烷热传导系数, $W/(m \cdot K)$; λ_w 为水热传导系数, $W/(m \cdot K)$.

3.2.4 孔隙度与渗透率方程

煤与泥岩的基质孔隙度与裂隙渗透率受压力、气体吸附/解吸、温度的影响, 表达式^[36]为

$$\varphi_{fn} = 1 - \frac{1 - \varphi_{f0n}}{1 + \epsilon_{vn}} \left[1 - \frac{(\alpha_{fn} \Delta P_{fn} + \alpha_{mn} \Delta P_{mn})}{K_n} + \Delta \epsilon_{an} - \Delta (\alpha_{T_n} T_n) \right], \quad (14)$$

式中: $n=3$ 时, α_m 和 $\Delta \epsilon_a = 0$.

根据立方定律, 煤、泥岩裂隙渗透率和砂岩渗透率可表示为

$$k_n = k_{0n} \left(\frac{\varphi_{fn}}{\varphi_{f0n}} \right)^3, \quad (15)$$

式中: $n=1, 2$ 时, k_0 为煤、泥岩初始裂隙渗透率; $n=3$ 时 k_0 为砂岩初始渗透率, $10^{-3} \mu m^2$.

综上, 式(1)~(15)共同构成了煤系叠合型气藏多物理场耦合数学模型, 模型考虑了流体场、应力场、温度场与岩石物理性质之间的耦合关系, 以及储层间能量与物质交换.

3.3 模型假设

3.3.1 数值模拟关键参数

数值模拟所使用的关键参数来源于 W 井台工程数据、试验测试数据及相关参考文献^[35, 37] (表 1). 由前文可知, $P_3 l^2, P_3 l^3$ 含煤层段存在同一含气系统

隙的 Biot 有效压力系数, $n=3$ 时, α_f 为砂岩孔隙的 Biot 有效压力系数; ϵ_a 为 CH_4 吸附/解吸所引起的基质收缩应变; $n=3$ 时, $\epsilon_a=0$; α_{sg} 为吸附应变系数, kg/m^3 , $n=3$ 时, $\alpha_{sg}=0$; α_T 为岩石骨架热膨胀系数, K^{-1} ; E 为弹性模量, Pa; ν 为泊松比.

3.2.3 温度场方程

煤系气排采过程中, CH_4 吸附/解吸、岩石弹性变形、热传导、热对流共同影响下储层温度动态变化. 根据能量守恒定律, 煤、泥岩与砂岩储层的热平衡状态方程^[36-38]可表示为

的吸附热, J/mol , $n=3$ 时, $q_{\text{st}}=0$.

其中, $(\rho C_p)_{\text{eff}}$, η_{eff} 和 λ_{eff} ^[36]可表示为

$$\begin{cases} \varphi_{mn} = \frac{[(1 + s_{0n}) \varphi_{m0n} + \alpha_m (s_n - s_{0n})]}{(1 + s_n)}, \\ s_{0n} = \epsilon_{v0n} + \frac{P_{f0}}{K_{sn}} - \epsilon_{a0n} - \alpha_{T_n} T_0, \\ s_n = \epsilon_{vn} + \frac{P_{fn}}{K_{sn}} - \epsilon_{an} - \alpha_{T_n} T_n, \end{cases} \quad (13)$$

式中 下标“0”代表初始状态.

煤、泥岩裂隙与砂岩孔隙度^[34, 36]可表示为

的可能性, 加之压裂裂缝沟通了煤层及其顶底板, 故认为原始地层条件下, $P_3 l^2, P_3 l^3$ 含煤层段处于同一压力系统, 采用相同的原始地层压力.

3.3.2 模拟方案与边界条件

1) 模拟方案

针对不同开发层段开展煤系气合采数值模拟研究(图 7). ①对 W1 井台煤系气井开展生产历史拟合和储层参数反演, 验证模型可靠性; ②历史拟合和参数反演基础上, 分别设置 5 种开发方式: 方案 1、2(仅煤层段射孔排采)、方案 3(煤层+顶板同时射孔排采)、方案 4(煤层+底板同时射孔排采)、方案 5(煤层+顶板+顶板同时射孔排采)、方案 6(煤系 7~13 号煤之间所有层段射孔排采), 评价不同开发方式的煤系气井产气效果; ③基于煤系气井产气效果模拟, 分析产气效果差异的影响因素(表 2).

表 1 数值模拟关键参数
Table 1 Key parameters for numerical simulation

参数类型	参数	数值	参数类型	参数	数值
通用	克林肯伯格因子/MPa	0.76	泥岩	密度/(kg·m ⁻³)	2 660
	毛细管压力/MPa	0.05		弹性模量/GPa	6.550
	原始地层压力/MPa	9.62		泊松比	0.280
	原始地层温度/K	312		吸附应变系数/(kg·m ⁻³)	0.02
通用煤层	密度/(kg·m ⁻³)	1 470		热膨胀系数/K ⁻¹	0.4×10 ⁻⁵
	初始含水饱和度	0.60		比热容/J·(kg·K) ⁻¹	950
	煤体弹性模量/GPa	3.0		P _L /MPa	1.01
	基质弹性模量/GPa	7.340		V _L /(m ³ ·kg ⁻¹)	0.003
	吸附应变系数/(kg·m ⁻³)	0.10		基质孔隙度/%	1.05
	热膨胀系数/K ⁻¹	2.40×10 ⁻⁵		裂隙渗透率/10 ⁻³ μm ²	0.197
	比热容/J·(kg·K) ⁻¹	1 350	砂岩	密度/(kg·m ⁻³)	2 950
7# 煤层	P _L /MPa	1.74		弹性模量/GPa	11.480
	V _L /(m ³ ·kg ⁻¹)	0.012		泊松比	0.12
	解吸时间/d	0.78		热膨胀系数/K ⁻¹	0.9×10 ⁻⁵
	基质孔隙度/%	3.58		比热容/J·(kg·K) ⁻¹	774.6
	裂隙渗透率/10 ⁻³ μm ²	0.44		孔隙度/%	3.50
	压裂区渗透率/10 ⁻³ μm ²	35.78		渗透率/10 ⁻³ μm ²	0.230
	11# 煤层	P _L /MPa		2.58	压力系数/MPa ⁻¹
V _L /(m ³ ·kg ⁻¹)		0.018		温度系数/K ⁻¹	0.02
解吸时间/d		0.88		黏度系数/(Pa·s)	1.84×10 ⁻⁵
基质孔隙度/%		3.70	比热容/J·(kg·K) ⁻¹	2 220	
裂隙渗透率/10 ⁻³ μm ²		0.51	甲烷热导率/W·(m·K) ⁻¹	0.031	
12#, 13# 煤层	压裂区渗透率/10 ⁻³ μm ²	42.22	等量吸附热/(kJ·mol ⁻¹)	33.4	
	P _L /MPa	1.84	气体的端点相对渗透率	1.0	
	V _L /(m ³ ·kg ⁻¹)	0.012	水	黏度系数/(Pa·s)	1×10 ⁻³
	解吸时间/d	0.38		比热容/J·(kg·K) ⁻¹	4 190
	基质孔隙度/%	3.51		热导率/W·(m·K) ⁻¹	0.598
	裂隙渗透率/10 ⁻³ μm ²	0.40		水的端点相对渗透率	1.0
压裂区渗透率/10 ⁻³ μm ²	32.05				

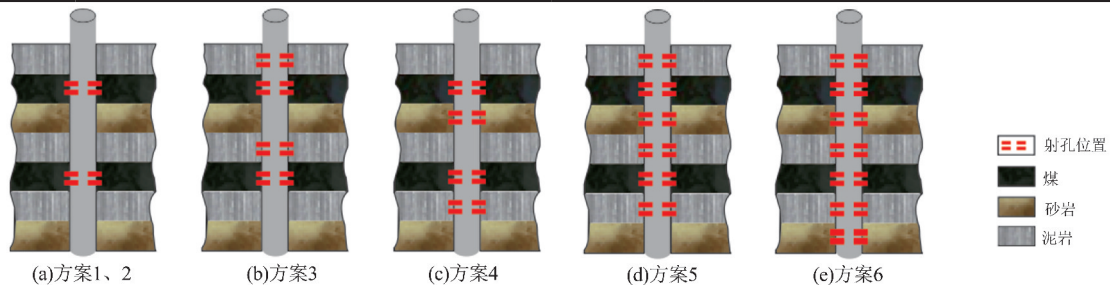


图 7 开发层段组合方式示意

Fig. 7 Diagrammatic sketch of composition of development layer

表 2 数值模拟方案
Table 2 Scheme for numerical simulation

模拟方案	开发方式	井底流压/MPa	模拟时长/d	备注
方案 1	煤层段	实际井底流压	500	历史拟合
方案 2	煤层段	0.5	3 000	
方案 3	煤层+顶板	0.5	3 000	不同开发层段下开发效果模拟
方案 4	煤层+底板	0.5	3 000	
方案 5	煤层+顶板+底板	0.5	3 000	
方案 6	全层段	0.5	3 000	

2) 边界条件

数值模拟中,以原始煤系地层压力为初始条件;以煤系气井井底流压为内边界条件;上边界为垂直向下的边界载荷,为 10 MPa;左右边界为水平方向的边界载荷,为 11 MPa;下边界为固定约束。

3.4 生产历史拟合结果与分析

历史拟合结果显示,模拟日产气量能够较好地拟合各生产井实测日产气量(图 8),拟合误差介于 8.96%~23.87%之间,平均误差为 12.30%,验证了模型的准确性。历史拟合误差主要来自于煤系气井生产作业中停井、检修造成的产气量波动。

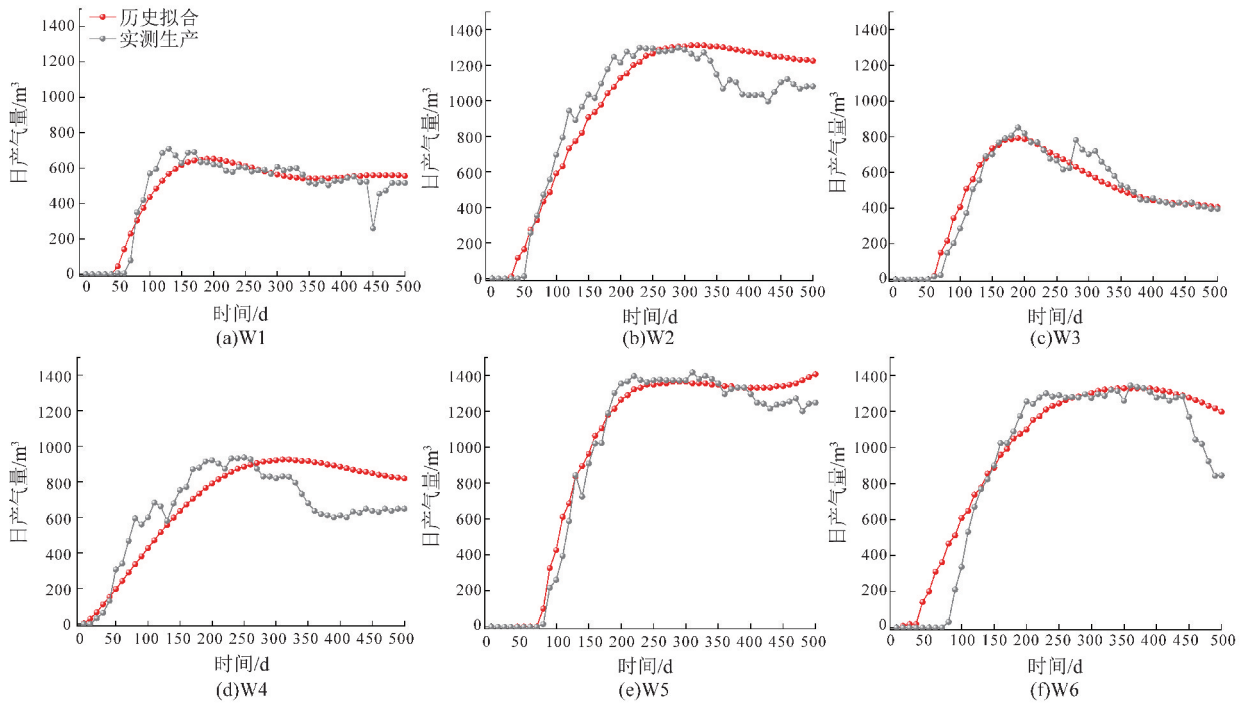


图 8 各井日产气量拟合

Fig. 8 Fitting diagram of daily gas production of each well

4 模拟结果与讨论

4.1 煤系气井合层排采开发效果

5 种开发方式下, W1~W6 井开发效果呈现明显差异(图 9). 相较于煤层段开发, “煤层+顶板”、“煤层+底板”、“煤层+顶板+底板”以及全层段

开发方式, 煤系气井峰值日产气量均有所上升, 其中全层段开发方式峰值日产气量增幅最大, 达 18.3%~89.1%, 其次是“煤层+顶板+底板”开发方式, 增幅 15.1%~56.0%, “煤层+底板”、“煤层+顶板”开发方式增幅较小.

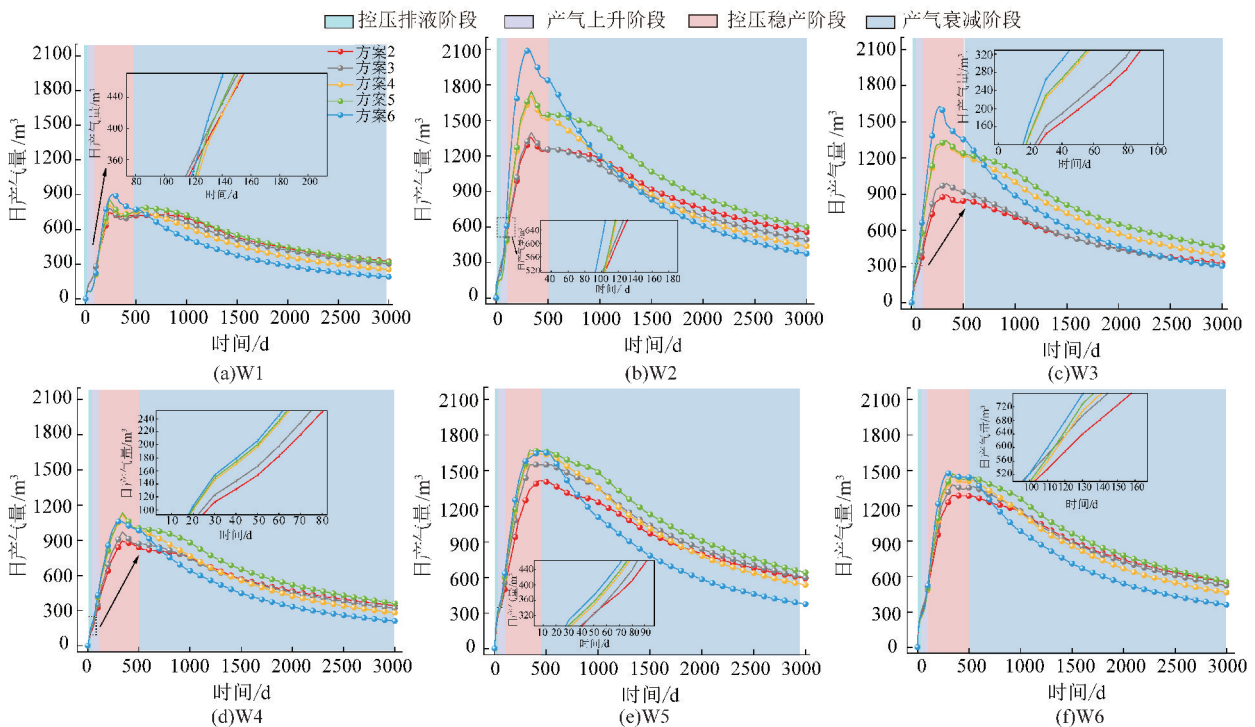


图 9 不同模拟方案下煤系气井日产气量

Fig. 9 Daily gas production of coal-measure gas wells under different simulation scheme

相较于峰值日产气量,日产气量达峰时间变化较小,但全层段和“煤层+顶板+底板”开发方式的“控压排液”阶段持续时间较短,即砂岩的直接开发使煤系气井更早见气.同峰值日产气量,全层段开发方式稳产日产气量最高(879.7~1 920.4 m³),其次是“煤层+顶板+底板”开发方式(856.1~1 517.9 m³);但全层段开发方式稳产时间最短(约200 d),且进入“产气衰减”阶段日产气量快速衰减,甚至低于煤层段开发,与之类似的还有“煤层+底板”和“煤层+顶板”开发方式;而“煤层+顶板+底板”开发方式的稳产时间最长(约800 d),且在“产气衰减”阶段维持相对缓慢的日产气量衰减.稳产日产气量、稳产时间和日产气量衰减决定了模拟时间范围内煤系气井的累计日产气量和整体产气效果(图10).

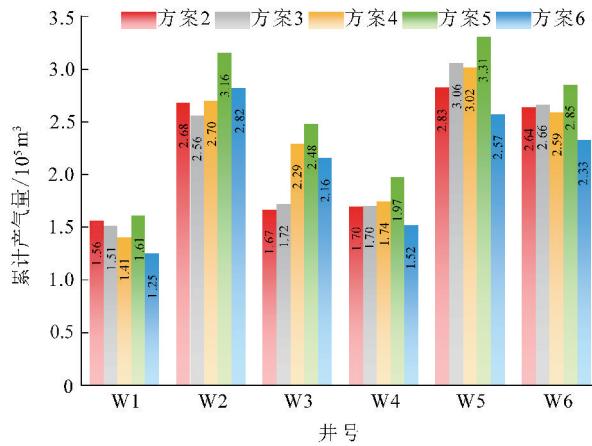


图10 不同模拟方案下煤系气井累计产气量

Fig. 10 Cumulative gas production of coal-measure gas well under different simulation scheme

“煤层+顶板+底板”开发方式各井的累计日产气量高于其他开发方式,相较于煤层段开发,其

累计日产气量增幅达2.97%~48.46%;而全层段开发方式的W1,W4和W6井,“煤层+顶板”开发方式的W1,W2井,以及“煤层+底板”开发方式的W1,W6井,累计日产气量低于煤层段开发.由此可见,相较于其他开发方式,“煤层+顶板+底板”开发方式合采效果更好.

4.2 非煤层段对煤系气开发效果的影响

5种开发方式下,煤系气井排采过程中,煤层、泥岩和砂岩含气量均呈下降趋势(图11),说明除煤层作为主要气源外,非煤层段(泥岩、砂岩)作为补充性气源对煤系气井产气量具有一定贡献,并影响了不同开发方式下煤系气井开发效果.整体来说,非煤层段对产气量的贡献为:煤层<“煤层+顶板”<“煤层+底板”<全层段<“煤层+顶板+底板”(图12),其中“煤层+顶板+底板”开发方式非煤层段的产气贡献率可达5.3%~10.4%,是该开发方式下煤系气井合采效果显著的直接原因.“产气量上升”阶段,5种开发方式下煤层、泥岩、砂岩含气量均快速下降,降幅全层段>“煤层+顶板+底板”>“煤层+底板”>“煤层+顶板”>煤层(图11),且全层段和“煤层+顶板+底板”开发方式的非煤层段产气贡献率明显高于其他开发方式,是2种开发方式高峰值日产气量的重要原因.进入“控压稳产”阶段后,煤层、泥岩、砂岩含气量降幅减缓,其中全层段开发方式的储层含气量降幅减缓最显著,其含气量也逐渐高于其他开发方式;此时,“煤层+顶板+底板”开发方式的储层含气量则低于其他开发方式(图11、图12).揭示了“控压稳产”和“产气衰减”阶段非煤层段的储层含气量降幅减缓是全层段开发方式稳产时间短和日产气量衰减快的重要原因.

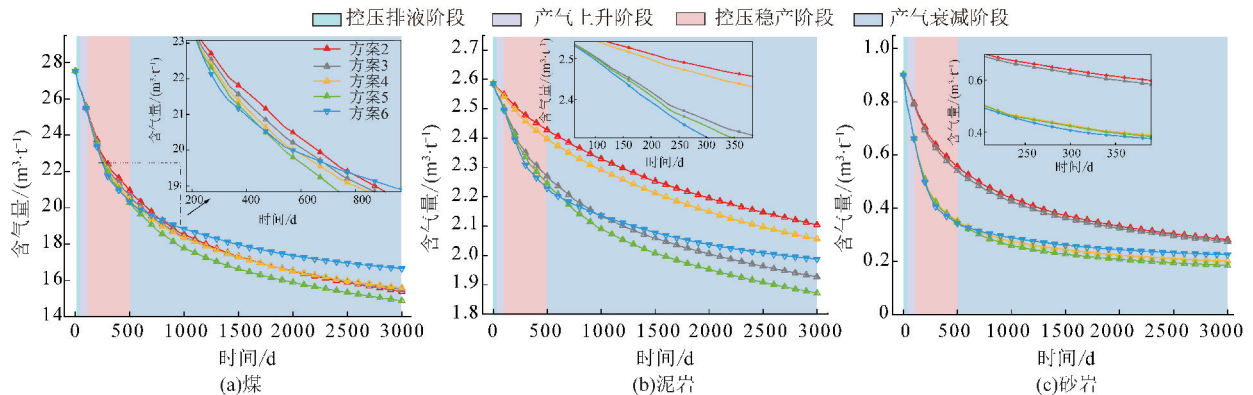


图11 煤、泥岩和砂岩含气量变化

Fig. 11 Changes of gas content in coal, mudstone, and sandstone

4.3 压力传导对煤系气开发效果的影响

非煤层段的产气贡献率受煤系地层压力传导

方式的影响.煤层、泥岩和砂岩的力学性质、孔隙度与渗透率差异,导致不同开发方式下压力传导

方向和效率的变化,从而影响地层压力的降幅与范围.

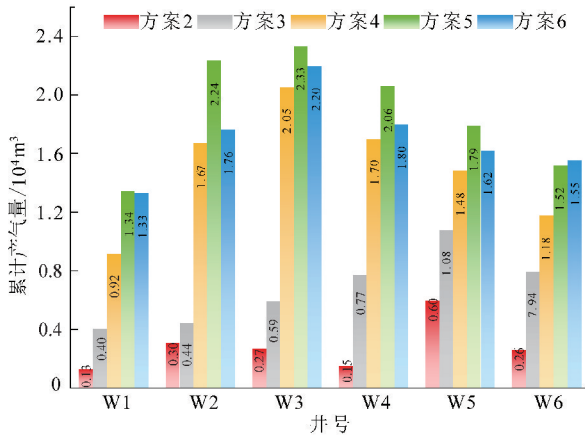


图 12 不同模拟方案下非煤层段累计产气量
Fig. 12 Cumulative gas production of non-coal seam section under different simulation schemes

垂向上,相对于煤层,泥岩、砂岩孔隙度、渗透率较低,储层压力下降存在差异,可与煤层形成层间垂向压差(压力梯度),受其影响,由泥岩、砂岩的高压力区向煤层的低压力区传导,气体在压差驱动下随之运移,但层间压力传导和气体运移效率不高(图 13).

水平方向上,泥岩、砂岩作为开发层段时,压裂改造提高了渗透率,相比于仅煤层段开发,合采

降低了层间垂向压差,使得地层压力更易径向传导,提高了压力传导效率,并扩大了压降影响范围.以地层压力小于 8.98 MPa 的范围为例(图 13),5 种开发方式下,水平方向压降影响范围分别为 64.58,75.13,99.42,105.50 和 122.63 m,表明合采更有利于储层内部压力的下降及扩展.相较于泥岩,砂岩渗透率较高,对压力传导和气体运移的影响更显著.对比“煤层+顶板”和“煤层+底板”开发方式煤层含气量的变化,“煤层+顶板”开发方式下煤层含气量降幅始终低于“煤层+底板”开发方式,说明砂岩对垂向压力传导的影响更强,进而对增产效果的影响也更显著.对于全层段开发方式,“控压排液”和“产气量上升”阶段(0~180 d),垂向压差较小,有利于储层内部压力的快速传播和下降,相较于其他开发方式,储层压力降幅更大、压降影响范围更广;而进入“控压稳产”阶段后(>180 d),煤层与泥岩、砂岩之间的物性差异,造成开发层段之间压力降幅和压降影响范围不一致,层间垂向压差增大,抑制了储层内部压力的扩展和下降(图 14).反观“煤层+顶板+底板”开发方式,在层间垂向压力传导与储层内部压降扩展之间达到了一个相对最优的平衡,煤系气井始终有较充足的气源供给和较高的压力传导效率(图 14).

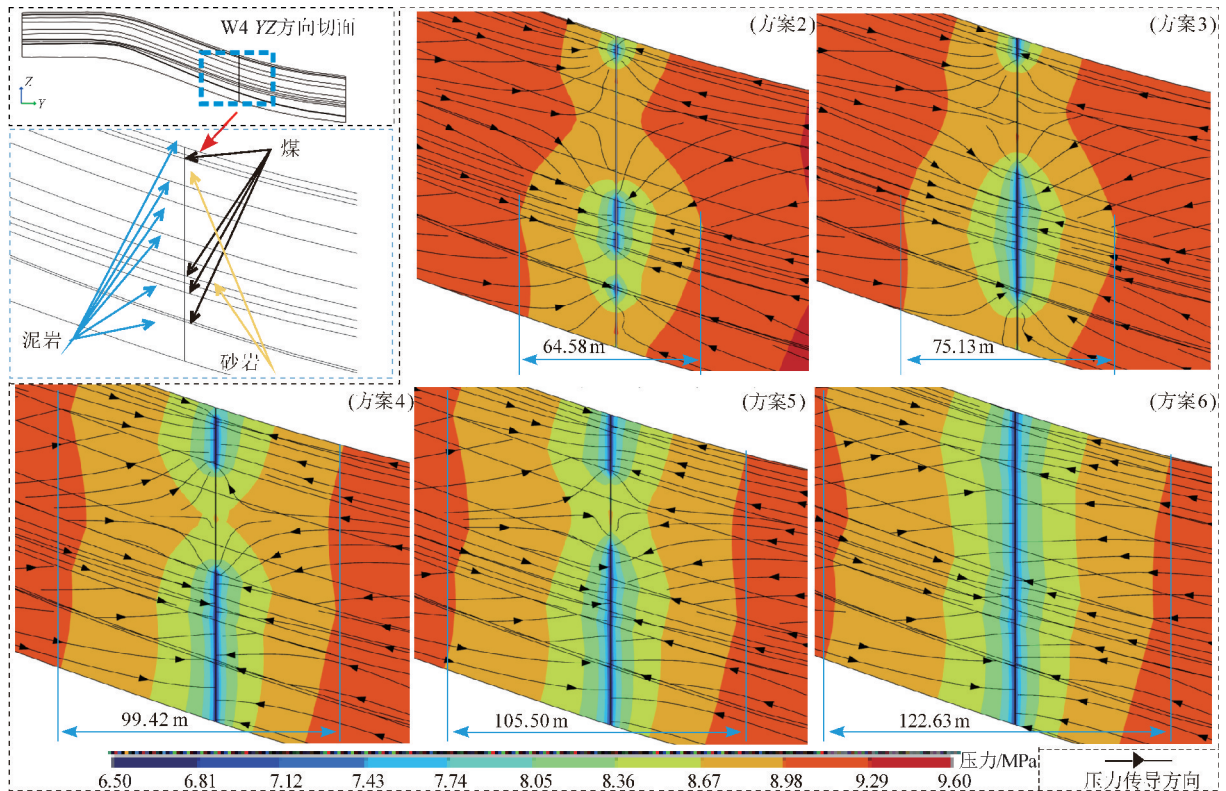


图 13 W4 井第 100 d 储层压力传导方向
Fig. 13 Conduction direction of reservoir pressure in 100 d of W4 well

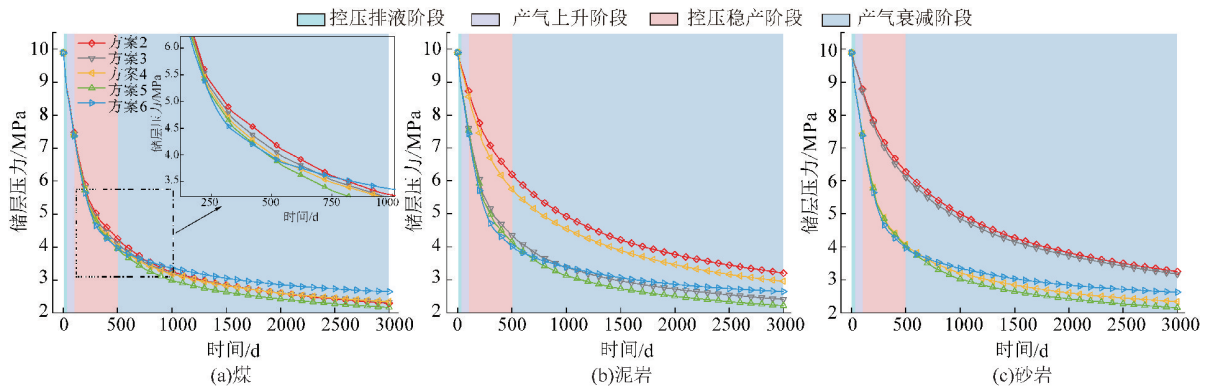


图 14 W4 井储层压力变化

Fig. 14 Changes of reservoir pressure of W4 well

4.4 渗透率动态变化对煤系气开发效果的影响

煤系气开发过程中,煤系地层渗透率动态变化是影响开发效果的又一重要因素.煤层、泥岩、砂岩力学性质和 CH₄ 吸附能力的差异,导致在有效应力和基质收缩效应共同作用下,储层渗透率呈现不同的动态变化规律,进而影响合采效果.总体而言,煤层段、“煤层+顶板”、“煤层+底板”和“煤层+顶板+底板”开发方式下,“控压排液”和“产气量上升”阶段煤层压力快速下降,且基质中 CH₄ 解吸量较少,有效应力作用显著,煤层渗透率快速下降,并分别在模拟 550,550,540,370 d 时达到最小值,此时渗透率比率 (k/k_0) = 0.82, 0.83, 0.83 和 0.85; 进入“控压稳产”阶段后,随着 CH₄ 大量解吸,煤基质收缩效应逐渐占据主导,煤层渗透率缓慢回升,至模拟第 3 000 d 时,分别回升至 (k/k_0) = 0.86, 0.87, 0.87 和 0.88(图 15). 相较其他开发方式,“煤层+顶板+底板”开发方式在“控压稳产”阶段表现出更高的煤层压降和更大的 CH₄ 解吸量(图 11),有利于渗透率的回升. 全层段开发模式下,“控压排液”和“产气量上升”阶段煤层渗透率均快速下降,模拟 500 d 时 k/k_0 降至 0.82. 由于在这 2 个阶段煤层压力快速下降,有效

应力作用导致部分渗流通道闭合,同时垂向压力传导限制了煤层压降的扩展,导致基质中 CH₄ 解吸量减少,基质收缩作用减弱,渗透率持续缓慢下降,至模拟 3 000 d 时降至 0.81,最终造成产气效果下降.

5 种开发方式下,泥岩、砂岩渗透率均呈现“控压排液”和“产气量上升”快速下降、进入“控压稳产”阶段后缓慢下降的整体趋势. 至模拟第 3 000 d 时,5 种开发方式下泥岩、砂岩的 k/k_0 分别降至 0.936, 0.929, 0.934, 0.928, 0.929 和 0.851, 0.850, 0.834, 0.829, 0.826(图 15). 相较于煤层,泥岩、砂岩弹性模量更大、泊松比更小、孔隙度更低,相同有效应力作用下更难发生变形,二者渗透率降幅均低于煤层. 虽然泥岩、砂岩均以有效应力作用为主导,但与砂岩相比,泥岩受基质收缩效应的影响,部分抵消了有效应力作用影响,使得泥岩渗透率降幅低于砂岩. 同时,由图 15 可以看出,当泥岩、砂岩未直接参与开发时,其有效应力变化相对较弱,渗透率降幅也较低;而泥岩、砂岩直接参与开发的方式下,其渗透率降幅较高,且不同开发方式下渗透率降幅差异不大(图 15). 说明泥岩、砂岩渗透率的动态变化受不同开发方式的显著影响.

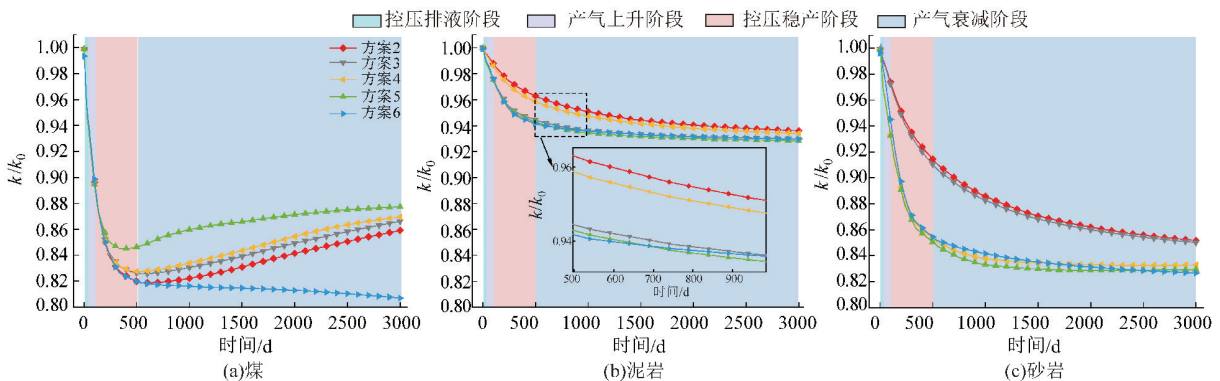


图 15 不同岩性储层渗透率比率变化

Fig. 15 Variation of permeability ratio of different lithology reservoirs

4.5 研究区煤系气合层排采建议

综合比较5种开发方式的煤系气合采效果,“煤层+顶板+底板”方式显著提高了煤系气井的峰值日产气量、稳产日产气量和累计日产气量,且稳产时间长、日产气量衰减缓慢,合采效果最佳。此方式通过开发煤层的顶底板,促进泥岩和砂岩中的 CH_4 产出,有效降低层间垂向压差,提高整体压力传递效率,促进煤层 CH_4 解吸和渗透率回升,从而实现增产。然而,过多开发层段可能导致层间垂向压差增加,抑制储层压降扩展。因此,实际开发中应结合含气系统储层特性和现场条件,选择合适的开发层段。同时,多层合采有助于煤层渗透率恢复,但也可能导致泥岩和砂岩渗透率快速下降,因此合理的排采管控工艺以减少储层损害尤为重要。

5 结 论

1)非煤层段(泥岩、砂岩)作为补充性气源对煤系气井产气量有一定贡献,并影响了煤系气合采效果。其中“煤层+顶板+底板”开发方式的合采效果最佳,累计产气量增幅达2.97%~48.46%,非煤层段的产气贡献率可达5.3%~10.4%,有利于煤系气井峰值日产气量、稳产日产气量提高,但对长期稳产的贡献较弱。

2)非煤层段的产气贡献率受地层压力传导方式的影响。在层间垂向压差的作用下,地层压降从泥岩、砂岩的高压区向煤层的低压区传导,游离气也随之运移。多层段开发有助于减缓层间压力传导,促进储层内部压力扩展和下降。但过多的开发层段可能导致层间垂向压差增加,抑制储层内部压降的扩展,指示了煤系气开发应结合含气系统储层特性,优选合适的开发层段。

3)泥岩、砂岩渗透率的动态变化受开发方式的显著影响。多层合采的开发方式有利于煤层渗透率恢复,但易导致泥岩、砂岩渗透率快速下降,通过合理的排采管控工艺降低甚至避免泥岩、砂岩储层伤害也尤为重要。

参考文献:

- [1] 王 佟,王庆伟,傅雪海.煤系非常规天然气的系统研究及其意义[J].煤田地质与勘探,2014,42(1):24-27.
WANG Tong,WANG Qingwei,FU Xuehai. The significance and the systematic research of the unconventional gas in coal measures[J]. Coal Geology & Exploration,2014,42(1):24-27
- [2] 方志明,王润东,杨晨龙.深部煤层气开发的机遇与

挑战[J/OL].中国矿业大学学报,1-18[2024-12-03].
<https://doi.org/10.13247/j.cnki.jcmt.20240299>.

FANG Zhiming, WANG Rundong, YANG Chenlong. Opportunities and challenges in deep coalbed methane development[J/OL]. Journal of China University of Mining & Technology,1-18[2024-12-03].
<https://doi.org/10.13247/j.cnki.jcmt.20240299>.

- [3] 姜杉钰,王 峰.中国煤系天然气共探合采的战略选择与发展对策[J].天然气工业,2020,40(1):152-159.
JIANG Shanyu, WANG Feng. Strategic choice and development countermeasures for the commingled exploration and exploitation of coal measure natural gas in China[J]. Natural Gas Industry,2020,40(1):152-159.

- [4] 邹才能,杨 智,黄士鹏,等.煤系天然气的资源类型、形成分布与发展前景[J].石油勘探与开发,2019,46(3):433-442.

ZOU Caineng, YANG Zhi, HUANG Shipeng, et al. Resource types, formation, distribution and prospects of coal-measure gas[J]. Petroleum Exploration and Development,2019,46(3):433-442.

- [5] LI Y, TANG D Z, WU P, et al. Continuous unconventional natural gas accumulations of Carboniferous-Permian coal-bearing strata in the Linxing Area, northeastern Ordos Basin, China[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering,2016,36:314-327.

- [6] 胡千庭,刘继川,李全贵,等.煤层顶板分段水力压裂应力及裂缝演化试验研究[J].中国矿业大学学报,2023,52(6):1084-1095.

HU Qianting, LIU Jichuan, LI Quanguai, et al. Study on stress and fracture evolution of sectional hydraulic fracturing of coal seam roof[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2023, 52(6):1084-1095.

- [7] 秦 勇,申 建,沈玉林.叠置含气系统共采兼容性:煤系“三气”及深部煤层气开采中的共性地质问题[J].煤炭学报,2016,41(1):14-23.

QIN Yong, SHEN Jian, SHEN Yulin. Joint mining compatibility of superposed gas-bearing systems: A general geological problem for extraction of three natural gases and deep CBM in coal series[J]. Journal of China Coal Society,2016,41(1):14-23.

- [8] 黄红星,傅雪海,赵增平,等.准噶尔盆地南缘急倾斜储层煤层气多层合采产出模拟研究[J].煤炭科学技术,2022,50(7):199-205.

HUANG Hongxing, FU Xuehai, ZHAO Zengping, et al. Simulation study of multilayer coalbed methane production in steeply inclined reservoirs in the southern edge of Junggar Basin[J]. Coal Science and Tech-

- nology, 2022, 50(7): 199-205.
- [9] 侯登才, 周效志, 黄华州. 黔西土城区块煤层气井合层排采工艺研究[J]. 煤炭科学技术, 2016, 44(2): 78-83.
HOU Dengcai, ZHOU Xiaozhi, HUANG Huazhou. Study on gas drainage technique for combined seam with coalbed methane well in Tucheng Block of West Guizhou[J]. Coal Science and Technology, 2016, 44(2): 78-83.
- [10] 姚帅, 吴财芳, 李腾, 潘庄区块煤层气井层间干扰数值模拟研究[J]. 煤炭工程, 2014, 46(3): 80-83.
YAO Shuai, WU Caifang, LI Teng. Study on numerical simulation of interferences between stratum interfaces of coal bed methane well in Panzhuang Block[J]. Coal Engineering, 2014, 46(3): 80-83.
- [11] 傅雪海, 葛燕燕, 梁文庆, 等. 多层叠置含煤层气系统递进排采的压力控制及流体效应[J]. 天然气工业, 2013, 33(11): 35-39.
FU Xuehai, GE Yanyan, LIANG Wenqing. Pressure control and fluid effect of progressive drainage of multiple superposed CBM systems[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(11): 35-39.
- [12] 刘世奇, 方辉煌, 桑树勋, 等. 沁水盆地南部煤层气直井合层排采产气效果数值模拟[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(6): 20-31.
LIU Shiqi, FANG Huihuang, SANG Shuxun, et al. Numerical simulation of gas production for multi-layer drainage coalbed methane vertical wells in southern Qinshui Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(6): 20-31.
- [13] 申建, 张春杰, 秦勇, 等. 鄂尔多斯盆地临兴地区煤系砂岩气与煤层气共采影响因素和参数门限[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(3): 479-487.
SHEN Jian, ZHANG Chunjie, QIN Yong, et al. Effect factors on co-mining of sandstone gas and coalbed methane in coal series and threshold of parameter in Linxing block, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(3): 479-487.
- [14] 王蕊, 石军太, 王天驹, 等. 不同叠置关系下煤层气与致密气合采方案优化研究[J]. 中国煤炭地质, 2016, 28(6): 42-46.
WANG Rui, SHI Juntao, WANG Tianju, et al. Study on different superimposed CBM and tight gas joint exploitation schemes optimization[J]. Coal Geology of China, 2016, 28(6): 42-46.
- [15] 王蕊, 石军太, 王天驹, 等. 煤层气与致密气合采敏感性因素的数值模拟[J]. 断块油气田, 2016, 23(6): 812-817.
WANG Rui, SHI Juntao, WANG Tianju, et al. Numerical simulation of sensitive factors of commingled production of coalbed methane and tight gas [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(6): 812-817.
- [16] WANG W K, LIU S Q, SANG S X, et al. A study on the production simulation of coal-shale interbedded coal measure superimposed gas reservoirs under different drainage methods [J]. Processes, 2023, 11: 3424.
- [17] 李立功. 考虑层间窜流与层内动态滑脱效应的煤系气运移机理及应用研究[D]. 太原: 太原理工大学, 2019.
LI Ligong. Research on migration mechanism and application of coal measures gas considering inter-layer crossflow and dynamic sliostream [D]. Taiyuan: Taiyuan University of Technology, 2019.
- [18] 郭肖, 汪志明, 曾泉树. 煤层气/砂岩气混合气藏合采产能预测及排采优化[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(17): 162-167.
GUO Xiao, WANG Zhiming, ZENG Quanshu. Production prediction of hybrid gas reservoirs including coal seams and sandstone seams and development optimization[J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19(17): 162-167.
- [19] LIANG W, WANG J G, LI P, et al. New insight to interlayer interference during three-gas co-production based on a wellbore-reservoir coupling model [J]. Natural Resources Research, 2023, 32(5): 2037-2052.
- [20] 李勇, 孟尚志, 吴鹏, 等. 煤系气合采产出数值模拟研究[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1728-1737.
LI Yong, MENG Shangzhi, WU Peng, et al. Numerical simulation of coal measure gases co-production [J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1728-1737.
- [21] PAN Z J, CONNELL L D. Reservoir simulation of free and adsorbed gas production from shale [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 22(22): 359-370.
- [22] 易同生, 高为. 六盘水煤田上二叠统煤系气成藏特征及共探共采方向[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1553-1564.
YI Tongsheng, GAO Wei. Reservoir formation characteristics as well as co-exploration and co-mining orientation of Upper Permian coal bearing gas in Lipanshui Coalfield[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1553-1564.
- [23] 罗沙, 汪凌霞, 石富伦, 等. 黔西南地区龙潭组煤系页岩气勘探前景[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(22): 162-168.

- LUO Sha, WANG Lingxia, SHI Fulun, et al. Potentiality exploration of the longtan formation coal shale gas in Southwestern Guizhou Province[J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(22): 162-168.
- [24] 徐宏杰, 桑树勋, 杨景芬, 等. 贵州省煤层气勘探开发现状与展望[J]. 煤炭科学技术, 2016, 44(2): 1-7. XU Hongjie, SANG Shuxun, YANG Jingfen, et al. Status and expectation on coalbed methane exploration and development in Guizhou Province[J]. Coal Science and Technology, 2016, 44(2): 1-7.
- [25] 桑树勋, 周效志, 刘世奇, 等. 岩石力学地层理论方法及其煤系气高效勘探开发应用基础述评[J]. 地质学报, 2022, 96(1): 304-316. SANG Shuxun, ZHOU Xiaozhi, LIU Shiqi, et al. A review of mechanical stratigraphy methodology and its application in high-efficient exploration and development of coal measure gas[J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(1): 304-316.
- [26] 周丕昌, 刘万伦, 李 伟. 大河边向斜地质构造对煤与瓦斯突出的影响[J]. 采矿与安全工程学报, 2009, 26(1): 55-59. ZHOU Pichang, LIU Wanlun, LI Wei. Effect of Dabedian syncline on coal and gas outburst[J]. Journal of Mining & Safety Engineering, 2009, 26(1): 55-59.
- [27] 李 庚, 杨兆彪, 易同生, 等. 滇东黔西典型区块煤系气共生组合规律及其地质成因[J]. 煤炭学报, 2021, 46(增1): 337-350. LI Geng, YANG Zhaobiao, YI Tongsheng, et al. Symbiotic combination of coal measure gas and its geological origin in typical blocks of Eastern Yunnan and Western Guizhou[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(Sup 1): 337-350.
- [28] 王文楷, 刘世奇, 桑树勋, 等. 典型煤系叠合型气藏生产模拟研究: 以黔西地区龙潭组为例[J]. 沉积学报, 2023, 41(6): 1890-1902. WANG Wenkai, LIU Shiqi, SANG Shuxun, et al. Production simulation of typical types of the coal measure superimposed reservoir: A case study on the Longtan Formation, Western Guizhou[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2023, 41(6): 1890-1902.
- [29] 陈畅然. 贵州织金文家坝区块煤层气井高产的地质与工程协同控制研究[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2023. CHEN Changran. Research on geological and engineering collaborative control of high production of coalbed methane wells in the Wenjiaba Block of Zhi-jin, Guizhou[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2023.
- [30] REN T, WANG G D, CHENG Y P, et al. Model development and simulation study of the feasibility of enhancing gas drainage efficiency through nitrogen injection[J]. Fuel, 2017, 194: 406-422.
- [31] FAN Y P, DENG C B, ZHANG X, et al. Numerical study of CO₂-enhanced coalbed methane recovery [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2018, 76: 12-23.
- [32] ZHU W C, WEI C H, LIU J, et al. A model of coal-gas interaction under variable temperatures[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2011, 86(2/3): 213-221.
- [33] FANG H H, LI A, SANG S X, et al. Numerical analysis of permeability rebound and recovery evolution with THM multi-physical field models during CBM extraction in crushed soft coal with low permeability and its indicative significance to CO₂ geological sequestration [J]. Energy, 2023, 262: 125395.
- [34] LIU S Q, FANG H H, SANG S X, et al. CO₂ injectability and CH₄ recovery of the engineering test in Qinshui Basin, China, based on numerical simulation[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2020, 95: 102980.
- [35] SHU Y, SANG S S, ZHOU X Z, et al. A coupled hydraulic-mechanical model with two-phase flow for fracturing development of undersaturated coalbed methane reservoirs considering permeability velocity-sensitive damage [J]. Natural Resources Research, 2023, 32: 2053-2076.
- [36] LIU X D, SANG S X, ZHOU X Z, et al. Coupled adsorption-hydro-thermo-mechanical-chemical modeling for CO₂ sequestration and well production during CO₂-ECBM[J]. Energy, 2023, 262: 125306.
- [37] ZHANG H B, LIU J S, ELSWORTH D. How sorption-induced matrix deformation affects gas flow in coal seams; A new FE model[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2008, 45(8): 1226-1236.
- [38] MENG S Z, LI Y, WANG L, et al. A mathematical model for gas and water production from overlapping fractured coalbed methane and tight gas reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 171: 959-973.