

引用格式:王小东,王宇川,梁萧磊,等.顶板致密砂岩气对深部煤层气井产气效果的影响:以鄂尔多斯盆地神府区块为例[J].油气藏评价与开发,2025,15(6):1034-1045.

WANG Xiaodong, WANG Yuchuan, LIANG Xiaolei, et al. Influence of tight sandstone gas in roof on gas production in deep coalbed methane wells: A case study of Shenfu block in Ordos Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(6): 1034-1045.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.06.009

# 顶板致密砂岩气对深部煤层气井产气效果的影响

## ——以鄂尔多斯盆地神府区块为例

王小东<sup>1,2</sup>, 王宇川<sup>1,2</sup>, 梁萧磊<sup>1,2</sup>, 康丽芳<sup>1,2</sup>, 晁巍巍<sup>1,2</sup>, 刘世奇<sup>3</sup>, 皇凡生<sup>4,5</sup>, 王文楷<sup>3</sup>, 梁渝<sup>3</sup>

(1. 中联煤层气有限责任公司, 北京 100015; 2. 三气共采省技术创新中心, 山西 太原 030000;

3. 中国矿业大学资源与地球科学学院, 江苏 徐州 221116; 4. 中国矿业大学碳中和研究院, 江苏 徐州 221008;

5. 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)

**摘要:**鄂尔多斯盆地东缘神府区块深部煤层与致密砂岩层紧密叠合,深部煤层气开发过程中存在顶板致密砂岩气向煤层运移的现象。迄今,关于顶板致密砂岩气对深部煤层气开发影响的研究仍然较为匮乏。以神府区块8+9号煤及其顶底板为研究对象,开展了不同砂岩覆盖比例(井控范围内顶板砂岩对煤层的覆盖比例)的深部煤层气直井排采数值模拟研究,并从储层压力传导、气体解吸与扩散和渗透率动态变化3个方面,探究了顶板致密砂岩气运移对煤层气井产气效果的影响及其作用机制。结果表明:深部煤层气开发过程中,顶板致密砂岩气向煤层运移并贡献了深部煤层气井部分产气量,且随顶板砂岩覆盖范围增加,致密砂岩气的产气贡献增高,相较于顶板为泥岩的情况,砂岩覆盖比例为40%、60%和80%时,致密砂岩气对累计产气量的贡献依次提高了11.43%、23.54%和29.35%;在压裂裂缝控制范围外,砂岩层中气、水产出更快,扩大了砂岩层压降幅度与压降范围,间接促进了压裂裂缝控制范围外的煤层卸压,提高了煤层气解吸与扩散速率,进而增强煤基质收缩效应,并促进煤储层渗透率比率回升,而煤储层渗透率比率的回升将进一步促进储层压力传导和气体解吸与扩散,从而提升煤层气井产气效果。

**关键词:**神府区块;深部煤层气;致密砂岩气;储层压力;渗透率

中图分类号:TE37

文献标识码:A

### Influence of tight sandstone gas in roof on gas production in deep coalbed methane wells: A case study of Shenfu block in Ordos Basin

WANG Xiaodong<sup>1,2</sup>, WANG Yuchuan<sup>1,2</sup>, LIANG Xiaolei<sup>1,2</sup>, KANG Lifang<sup>1,2</sup>, CHAO Weiwei<sup>1,2</sup>, LIU Shiqi<sup>3</sup>, HUANG Fansheng<sup>4,5</sup>,  
WANG Wenkai<sup>3</sup>, LIANG Yu<sup>3</sup>

(1. China United Coalbed Methane Company, Beijing 100015, China; 2. Technology Innovation Center of Coal Measure Gas Co-production, Taiyuan, Shanxi 030000, China; 3. School of Resources and Geosciences, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221116, China; 4. Carbon Neutrality Institute, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221008, China; 5. Jiangsu Key Laboratory of Coal-based Greenhouse Gas Control and Utilization, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221008, China)

**Abstract:** In the Shenfu block located on the eastern margin of the Ordos Basin, the deep coal seam is intimately interlayered with the tight sandstone layer. During the development of deep coalbed methane, a notable phenomenon has been observed whereby tight sandstone gas from the roof migrates into the coal seam. To date, studies on the impact of roof tight sandstone gas migration on deep coalbed methane production remain scarce. Taking the No.8+9 coal seam and its roof and floor in the Shenfu block as the study object, a numerical simulation of vertical well drainage was conducted for deep coalbed methane under different sandstone coverage ratios (i.e., the proportion of roof sandstone covering the coal seam within the well control range). This study investigated the roles of reservoir pressure conduction, gas desorption/diffusion, and dynamic changes in permeability in governing the influence of roof tight sandstone gas migration on the gas production performance of deep coalbed methane wells and explored its underlying mechanism. The results show that during the development of deep coalbed methane, the migration of roof-tight sandstone gas into the coal seam contributes to the gas output of deep

收稿日期:2024-10-10。

第一作者简介:王小东(1988—),男,硕士,工程师,从事煤层气勘探开发研究。地址:山西省太原市综改示范区科技创新城汇智街5号中海油山西三气共采研发中心,邮政编码:030000。E-mail:wangxd44@cnoc.com.cn

基金项目:国家自然科学基金项目“煤系气高效勘探开发的岩石力学地层理论方法体系研究”(42030810);中海石油(中国)有限公司科技项目“煤层气增储上产技术研究”(CNOOC-KJ135ZDXM40ZL01)。

coalbed methane wells. With the increase of roof sandstone coverage, the contribution of tight sandstone gas to cumulative gas production correspondingly increases by 11.43%, 23.54%, and 29.35% at sandstone coverage ratios of 40%, 60%, and 80%, respectively. In comparison to cases with a mudstone roof. Outside the control range of hydraulic fracturing, gas and water production from the sandstone layer occurs more rapidly. This enlarges both the magnitude and spatial extent of the pressure drop within the sandstone layer. As a result, pressure relief is indirectly facilitated in the coal seam, enhancing the rates of gas desorption and diffusion. Additionally, it strengthens the shrinkage effect of the coal matrix and promotes the recovery of permeability ratio. The improvement in permeability further augments the reservoir pressure conduction and gas desorption/diffusion, thereby improving the gas production performance of coalbed methane wells.

**Keywords:** Shenfu block; deep coalbed methane; tight sandstone gas; reservoir pressure; permeability

鄂尔多斯盆地作为中国煤系非常规天然气资源最为丰富的地区之一<sup>[1]</sup>,其煤层气和致密砂岩气的勘探与开发已逐步向复合型、深层—超深层转变,展现出显著的增储上产潜力<sup>[2-5]</sup>,并推动了盆地内非常规天然气的开发,为中国在全球能源转型背景下实现“双碳”目标提供重要支撑<sup>[6-8]</sup>。盆地内,尤其是东缘地区,煤层发育广泛且埋藏深度大,具有高含气量、高饱和度等特点,但同时也面临储层低渗透率以及煤层气与致密砂岩气资源品质差异化分布带来的开发挑战<sup>[9]</sup>。为实现深部煤层气与致密砂岩气优势互补,中联煤层气有限责任公司创新性实施致密砂岩气、深部煤层气“互补式”勘探,对低产、低效的致密砂岩气井开展煤层气试采利用,并于2023年在神府区块成功发现国内首个千亿方储量深部煤层气田<sup>[2]</sup>。

当深部煤层与致密砂岩层紧密叠合时,层间的能量传递、物质交换对产气效果的影响尚不明确。数值模拟作为研究非常规天然气开发过程的常用方法,张健等<sup>[10]</sup>、申建等<sup>[11]</sup>建立了煤层气和致密砂岩气耦合传质链模型,揭示了互层连通、近距耦合和远距扰动的三重耦合作用下煤系气合采传质机理,认为其耦合作用降低了煤层气和致密砂岩气合采的初期效果,但有利于长期稳产目标。MENG等<sup>[12]</sup>、孟尚志等<sup>[13]</sup>运用等值渗流理论,建立了煤层气与致密砂岩气合采气水两相流数学模型,探讨了不同地质条件下储层压力、储层物性参数的变化,认为特定储层的物性对其自身产气效果影响较大,而对其他储层的产气效果影响不大。CUI等<sup>[14]</sup>、PAN等<sup>[15]</sup>提出了两相流动和储层变形耦合模型以及各向异性渗透率模型,探讨了不同储层间交叉流动的影响,认为当气体多集中在薄储层且井的寿命较短时,建议使用水平井,而当两个及以上的富气高渗储层同时存在且井寿命较长时,则优选直井,为煤系储层中CH<sub>4</sub>的联合开采提供了新的思路。LIANG等<sup>[16]</sup>、WANG等<sup>[17]</sup>、郭肖等<sup>[18]</sup>建立了页岩、煤层和致密砂岩叠合型气藏产气的数值模拟模型,探讨了层间横流和两相流对天然气输运和生产效率的影响,认为叠合型气藏中页岩气藏和煤层气藏中的气体可以通过致密砂岩储层快速输送到井筒中。综上所述,现有研究聚焦于煤层气与致密砂岩气合采的层间干扰和不同气藏的产气贡献,而对致密砂岩气产出过程中对相邻煤层中气体

的解吸与扩散的影响,有待进一步探讨。

以鄂尔多斯盆地神府区块为研究区,通过建立深部煤系地层含气系统的气-水输运数学模型,探究了顶板致密砂岩气对煤层气井产气效果的影响及其作用机制,以期为鄂尔多斯盆地神府区块深部煤层气开发提供理论基础。

## 1 神府区块煤层气、致密砂岩气开发背景

### 1.1 地质背景

神府区块位于鄂尔多斯盆地的东缘,整体构造相对简单,为向西倾斜的单斜构造。区块西南部发育部分小断层,东部发育一条近于南北向展布的大型逆断层,断层倾角介于54°~70°,贯穿整个区块<sup>[19]</sup>(图1)。

研究区煤层在本溪组、太原组、山西组均有分布,全区稳定发育的煤层为山西组4+5号煤和本溪组8+9号煤。其中8+9号煤层最为发育,位于本溪组上段顶部,厚度介于4.8~26.2 m,平均厚度为12.9 m,是区内煤层气勘探开发的主力层位。区内砂体发育规模由大到小依次为山西组、太原组、本溪组,本溪组砂体整体呈近南北向延伸;太原组砂体主要沿神木、府谷、万镇、兴县等地自北向南延伸,厚度自北向南减小;山西组砂岩主要分布在西南部。

### 1.2 煤系岩石力学性质

神府区块8+9号煤弹性模量介于0~8.9 GPa,平均为6.0 GPa;泊松比介于0.29~0.41,平均为0.37;抗压强度介于3~52 MPa,平均为35 MPa;抗拉强度介于0.11~3.99 MPa,平均为3.00 MPa。顶、底板岩性复杂,多以泥岩、砂岩和炭质泥岩为主,其中顶板弹性模量介于7.38~57.11 GPa,平均为35.58 GPa;泊松比介于0.18~0.44,平均为0.29;抗压强度介于46.35~378.44 MPa,平均为212.07 MPa;抗拉强度介于3.86~31.54 MPa,平均为17.67 MPa。底板弹性模量介于6.39~52.64 GPa,平均为24.05 GPa;泊松比介于0.28~0.41,平均为0.34;抗压强度介于36.45~180.30 MPa,平均为140.05 MPa;抗拉强度介于3.04~26.50 MPa,平均为11.67 MPa。煤层与顶、底板岩石力学性质差异大,煤

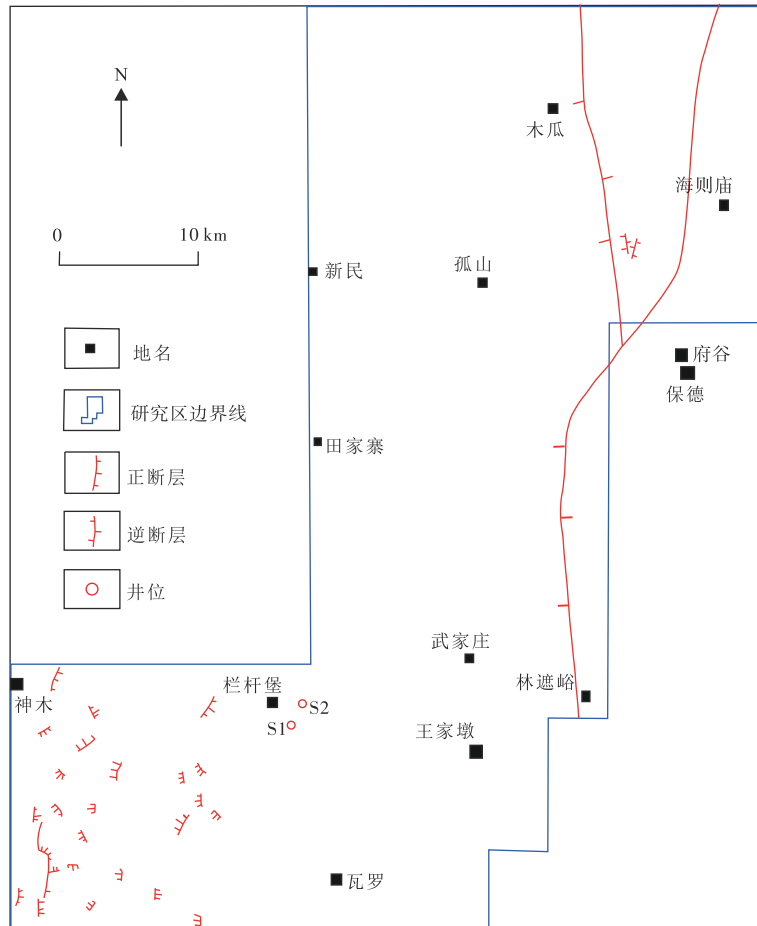


图1 鄂尔多斯盆地神府区块构造断裂分布

Fig. 1 Tectonic fault distribution of Shenfu block, Ordos Basin

层弹性模量、抗压强度和抗拉强度仅为顶底板的1/5,煤层泊松比高于顶底板<sup>[20-21]</sup>。

### 1.3 开发工程背景

神府区块深部煤层气井一般疏水降压阶段较短(10~45 d),少数井无疏水降压阶段(开井即见气),主要经历产气量上升阶段、稳产阶段和衰减阶段。选取神府区块南部S1井开展研究,该井8+9号煤层厚度较大,含气量较高,资源丰度高。为有效改造储层,实现增产,对该井8+9号煤层进行压裂改造,射孔井段分别介于2 280~2 283 m、2 284~2 286 m,射孔厚度为3 m和2 m(图2a),受不同岩性岩石力学性质差异影响,裂缝形态整体多以短、低、窄为主<sup>[20]</sup>。截至2024年2月21日,S1井投产11个月,峰值日产气量为12 337 m<sup>3</sup>,稳产日产气量介于10 600~11 800 m<sup>3</sup>,稳产时间9个月左右。神府区块深部煤层气工程实践发现:相似地质和开发工程条件下,不同顶板岩性的煤层气井日产气量和峰值日产气量相对较高。以S1—S7井为例,其中S2井、S3井、S4井顶板为致密砂岩气层,S5井、S6井、S7井顶板为泥岩,而S1井及其

邻井测井解释揭示,S1井顶板以泥岩为主,并在远井端存在尖灭砂岩层。从日产气量和峰值日产气量上看,S2井、S3井、S1井>S4井>S5井、S6井、S7井,其中S2井产气效果最佳,峰值日产气量最高可达29 486 m<sup>3</sup>,而S5井、S6井、S7井日产气量则介于2 762~6 143 m<sup>3</sup>(图2b)。

## 2 深部煤系地层含气系统的气-水运输数学模型

### 2.1 模型假设

对煤层与砂岩层间的能量传递与物质交换,煤层与砂岩层中气-水运移、煤与砂岩的变形,以及煤层中气体吸附与解吸作以下假设<sup>[22]</sup>:

- 1) 煤为基质和裂隙组成的“双孔”介质,砂岩为“单孔”介质。
- 2) 煤裂隙与砂岩孔隙中的水和CH<sub>4</sub>均处于饱和状态。
- 3) 砂岩内CH<sub>4</sub>以游离态为主。
- 4) 煤基质中CH<sub>4</sub>以吸附态为主。
- 5) CH<sub>4</sub>为理想气体,其扩散遵循Fick扩散定律。

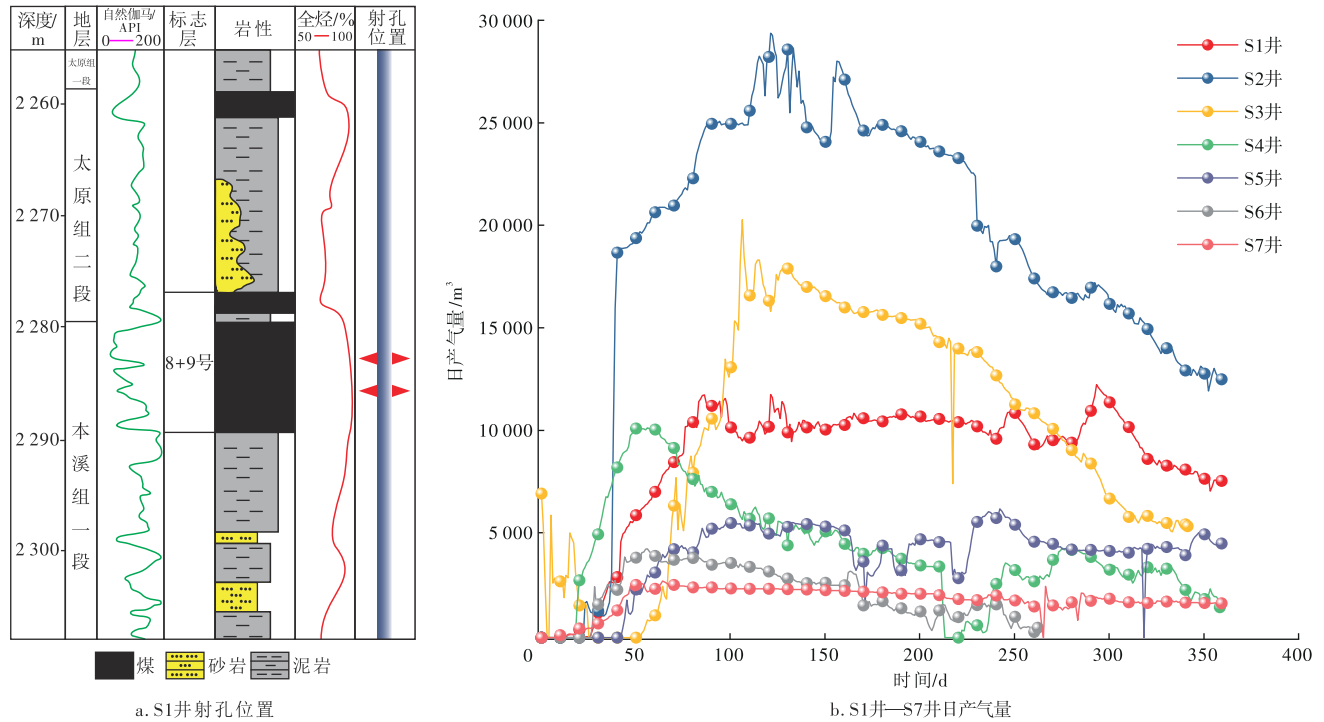


图2 鄂尔多斯盆地神府区块S1井射孔位置和S1—S7井日产气量

Fig. 2 Perforation location of Well S1 and daily gas production of Well S1-S7 in Shenfu block, Ordos Basin

- 6) CH<sub>4</sub>与水的渗流遵循Darcy定律。
- 7) 煤与砂岩的变形符合弹性形变。

## 2.2 数学模型

### 2.2.1 流体场方程

#### 1) 煤基质内CH<sub>4</sub>运移方程

考虑煤基质中CH<sub>4</sub>的吸附态与游离态,且将煤基质视为裂隙内CH<sub>4</sub>的质量源,煤基质内CH<sub>4</sub>运移方程可表示为<sup>[20-23]</sup>:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( V_{sg} \rho_s \frac{M_g}{RT_s} p_s + \varphi_m \frac{M_g}{RT} p_m \right) = -\frac{M_g}{\tau RT} (p_m - p_f) \quad (1)$$

式中: $t$ 为时间,单位s; $V_{sg}$ 为吸附气含量,单位m<sup>3</sup>/kg; $\rho_s$ 为岩石骨架密度,单位kg/m<sup>3</sup>; $M_g$ 为CH<sub>4</sub>的摩尔质量,单位kg/mol; $R$ 为气体摩尔常数,单位J/(mol·K), $R$ 取值为8.314 J/(mol·K); $T_s$ 为标准状况下温度,单位K, $T_s$ 取值为273.5 K; $p_s$ 为标准大气压,单位Pa, $p_s=1.013 25 \times 10^5$  Pa; $\varphi_m$ 为基质孔隙度,%; $p_m$ 为基质内CH<sub>4</sub>压力,单位Pa; $T$ 为储层温度,单位K; $\tau$ 为CH<sub>4</sub>解吸时间,单位s; $p_f$ 为流体压力,单位Pa。

煤基质内吸附态CH<sub>4</sub>可用Langmuir方程来描述<sup>[24]</sup>:

$$V_{sg} = \frac{V_L p_m}{p_L + p_m} \exp \left[ -\frac{d_T (T - T_1)}{1 + d_p p_m} \right] \quad (2)$$

式中: $V_L$ 为Langmuir体积,单位m<sup>3</sup>/kg; $p_L$ 为Langmuir压力,单位Pa; $d_T$ 为气体吸附的温度系数,单位K<sup>-1</sup>; $d_p$ 为气

体吸附的压力系数,单位Pa<sup>-1</sup>; $T_1$ 为气体吸附温度,单位K。

#### 2) 煤裂隙内流体运移方程

煤裂隙内气、水两相流动方程可表示为<sup>[24-25]</sup>:

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left( S_{g1} \varphi_{f1} \frac{M_g p_{fg1}}{RT} \right) + \nabla \left[ -\frac{M_g (p_{fg1} + b)}{RT} \frac{k_{rg1} k_1}{\mu_g} \nabla p_{fg1} - D_f \nabla \rho_g S_{g1} \right] &= (1 - \varphi_{f1}) \frac{M_g}{\tau RT} (p_m - p_f) + Q_{aCH_4} \\ \frac{\partial}{\partial t} \left\{ S_{w1} \varphi_{f1} [c(T - T_s) + \rho_{ws}] \right\} + \nabla \left[ -\frac{(cT - cT_s + \rho_{ws}) k_{rw1} k_1}{\mu_w} \nabla p_{fw1} \right] &= Q_{aH_2O} \end{aligned} \right. \quad (3)$$

式中: $S_{g1}$ 、 $S_{w1}$ 分别为煤裂隙内气相、水相饱和度,且 $S_{w1} + S_{g1} = 1$ ; $\varphi_{f1}$ 为煤裂隙孔隙度,%; $b$ 为克林肯伯格因子;单位Pa; $k_{rg1}$ 、 $k_{rw1}$ 分别为煤裂隙内气相、水相相对渗透率; $D_f$ 为扩散系数,单位m<sup>2</sup>/s; $\rho_g$ 为CH<sub>4</sub>密度,单位kg/m<sup>3</sup>; $k_1$ 为煤裂隙绝对渗透率,单位10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>; $\mu_g$ 、 $\mu_w$ 分别为气相、水相的动力黏度,单位mPa·s; $p_{fg1}$ 、 $p_{fw1}$ 分别为煤裂隙内气相、水相压力,单位Pa; $c$ 为水的温度系数,单位kg/(m<sup>3</sup>·K); $\rho_{ws}$ 为标准状况下水的密度,单位kg/m<sup>3</sup>; $Q_{aCH_4}$ 、 $Q_{aH_2O}$ 分别为煤裂隙内气相、水相窜流量,单位m<sup>3</sup>/s。

#### 3) 砂岩中流体运移方程

砂岩内气、水两相流动方程可表示为<sup>[25-26]</sup>:

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left( S_{g2} \varphi_{\Omega} \frac{M_g P_{fg2}}{RT} \right) + \nabla \left[ - \frac{M_g (P_{fg2} + b)}{RT} \frac{k_{rg2} k_2}{\mu_g} \nabla P_{fg2} - \right. \\ \left. D_f \nabla \rho_g S_{g2} \right] = -Q_{bCH_4} \\ \frac{\partial}{\partial t} \left\{ S_{w2} \varphi_{\Omega} [c(T - T_s) + \rho_{ws}] \right\} + \\ \nabla \left[ - \frac{(cT - cT_s + \rho_{ws}) k_{rw2} k_2}{\mu_w} \nabla P_{fw2} \right] = -Q_{bH_2O} \end{aligned} \right. \quad (4)$$

式中:  $S_{g2}$ 、 $S_{w2}$  分别为砂岩孔隙内气相、水相饱和度,且  $S_{w2} + S_{g2} = 1$ ;  $\varphi_{\Omega}$  为砂岩孔隙度,%;  $k_{rg2}$ 、 $k_{rw2}$  分别为砂岩孔隙内气相、水相相对渗透率;  $k_2$  为砂岩孔隙绝对渗透率,单位  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $P_{fg2}$ 、 $P_{fw2}$  分别为砂岩孔隙内气相、水相压力,单位 Pa;  $Q_{bCH_4}$ 、 $Q_{bH_2O}$  分别为砂岩孔隙内气相、水相窜流量,单位  $\text{m}^3/\text{s}$ 。

#### 4) 层间流动方程

受储层间岩石力学性质与物性差异影响,煤层气开发过程中,煤层与砂岩层间形成垂向压差,在其作用下流体出现层间流动,可表示为<sup>[18]</sup>:

$$Q_{ch_4} = \frac{P_{fg1} - P_{fg2}}{(1/2k_{rg1})(H_1/k_1 + \beta_1) + (1/2k_{rg2})(H_2/k_2 + \beta_2)} \quad (5)$$

$$Q_{H_2O} = \frac{P_{fw1} - P_{fw2}}{(1/2k_{rw1})(H_1/k_1 + \beta_1) + (1/2k_{rw2})(H_2/k_2 + \beta_2)} \quad (6)$$

式中:  $H_1$  为煤岩层厚度,单位 m;  $H_2$  为砂岩层厚度,单位 m;  $\beta_1$  为煤层界面额外阻力系数;  $\beta_2$  为砂岩层界面额外阻力系数;  $Q_{CH_4}$ 、 $Q_{H_2O}$  分别为气相、水相窜流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ 。

#### 5) 辅助方程

两相流条件下,气、水相对渗透率表示为<sup>[27]</sup>:

$$k_{rg} = \begin{cases} k_{rg0} \left( 1 - \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{gr}} \right)^2 \left[ 1 - \left( \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^2 \right], & S_{gr} < S_g \leq 1 \\ 0, & 0 \leq S_g \leq S_{gr} \end{cases} \quad (7)$$

$$k_{rw} = \begin{cases} 0, & 0 \leq S_w \leq S_{wr} \\ k_{rw0} \left( \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^4, & S_{wr} < S_w \leq 1 \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $S_g$ 、 $S_w$  分别为气相、水相饱和度;  $S_{wr}$  为束缚水饱和度;  $S_{gr}$  为残余气饱和度;  $k_{rg}$ 、 $k_{rw}$  分别为气相、水相相对渗透率;  $k_{rw0}$  为水的端点相对渗透率;  $k_{rg0}$  为气体的端点相对渗透率。

两相流条件下,流体压力、流体分压与毛细管压力的关系可表示为<sup>[28]</sup>:

$$\begin{cases} P_{cn} = P_{ign} - P_{fwn} \\ P_{fn} = P_{fwn} S_{wn} + P_{ign} S_{gn} \\ P_{cn} = P_e S_{wn}^{-\frac{1}{\lambda}} \end{cases} \quad (9)$$

式中:下标  $n=1$  时为煤层,  $n=2$  时为砂岩层;  $p_c$ 、 $p_{ig}$ 、 $p_{fw}$  分别

为毛细管压力、气相压力和水相压力,单位 Pa;  $p_e$  为排驱压力,单位 Pa;  $\lambda$  为孔径分布系数。

#### 2.2.2 应力场方程

考虑岩体在应力、流体压力、气体吸附与解吸和储层温度共同影响下发生应变,煤层与砂岩储层应力场控制方程可表示为<sup>[29]</sup>:

$$G_n \mathbf{u}_{i,jj} + \frac{G_n}{1 - 2\nu_n} \mathbf{u}_{j,ji} + \mathbf{f}_j = \alpha_{mn} p_{mn,i} + \alpha_{fn} p_{fn,i} + K_n \varepsilon_{an,i} + K_n \alpha_{Tn} T_{n,i} \quad (10)$$

其中,

$$\begin{cases} G = E/2(1 + \nu) \\ K = E/3(1 - 2\nu) \\ \alpha_m = 1 - K/K_s \\ \alpha_f = 1 - K/(aK_N) \\ \varepsilon_a = \alpha_{sg} V_{sg} \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $\mathbf{u}_{i,jj}$  为位移分量,单位 m,其中,第1个下标  $i$  表示变量  $\mathbf{u}$  的  $i$  方向分量,第2个下标  $j$  表示对  $\mathbf{u}_i$  求  $j$  方向偏导数,第3个下标  $j$  表示对  $\mathbf{u}_{i,j}$  求  $j$  方向偏导数;  $\mathbf{u}_{j,ji}$  为位移分量,单位 m,其中,第1个下标  $j$  表示变量  $\mathbf{u}$  的  $j$  方向分量,第2个下标  $j$  表示对  $\mathbf{u}_j$  求  $j$  方向偏导数,第3个下标  $i$  表示对  $\mathbf{u}_{j,i}$  求  $i$  方向偏导数;  $\mathbf{f}_j$  为  $j$  方向体积力分量,单位 Pa; 下标  $n=1$  时为煤层,  $n=2$  时为砂岩层;  $G$  为剪切模量,单位 Pa;  $\nu$  为泊松比;  $\alpha_m$  为基质的 Biot 有效压力系数;  $p_{m,i}$  为  $i$  方向基质内  $\text{CH}_4$  压力,单位 Pa;  $\alpha_f$  为 Biot 有效压力系数;  $p_{f,i}$  为  $i$  方向流体压力,单位 Pa;  $\varepsilon_a$  为  $\text{CH}_4$  吸附与解吸所引起的基质收缩应变;  $K$  为体积模量,单位 Pa;  $\alpha_T$  为岩石骨架热膨胀系数,单位  $\text{K}^{-1}$ ;  $\varepsilon_{a,i}$  为  $i$  方向  $\text{CH}_4$  吸附与解吸所引起的基质收缩应变;  $T_i$  为  $i$  方向储层温度,单位 K;  $K_s$  为岩石骨架体积模量,单位 Pa;  $K_N$  为裂隙刚度,单位 Pa/m;  $\alpha_{sg}$  为吸附应变系数,单位  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $E$  为弹性模量,单位 Pa。

#### 2.2.3 温度场方程

考虑  $\text{CH}_4$  吸附与解吸、岩石弹性变形、热传导、热对流对储层温度共同影响,煤层与砂岩储层的热平衡状态方程可表示为<sup>[28]</sup>:

$$\frac{\partial \left[ (\rho c_p)_{\text{effn}} T_n \right]}{\partial t} + \eta_{\text{effn}} \nabla T_n - \nabla (\lambda_{\text{effn}} \nabla T_n) + K_n \alpha_{Tn} T_n \frac{\partial \varepsilon_{vn}}{\partial t} + q_{st} \frac{\rho_{sn} \rho_{gs}}{M_g} \frac{\partial V_{sgn}}{\partial t} = 0 \quad (12)$$

式中:下标  $n=1$  时为煤层,  $n=2$  时为砂岩层;  $(\rho c_p)_{\text{eff}}$  为储层有效比热容,单位  $\text{J}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ ;  $\eta_{\text{eff}}$  为流体有效热对流系数,单位  $\text{J}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ ;  $\lambda_{\text{eff}}$  为岩石有效热导率,单位  $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ;  $\varepsilon_v$  为体积应变;  $q_{st}$  为  $\text{CH}_4$  的吸附热,单位  $\text{J}/\text{mol}$ ;  $\rho_{gs}$  为标准状况下  $\text{CH}_4$  密度,单位  $\text{kg}/\text{m}^3$ 。

其中,  $(\rho c_p)_{\text{effn}}$ 、 $\eta_{\text{effn}}$  和  $\lambda_{\text{effn}}$  可表示为<sup>[28-29]</sup>:

$$\begin{cases} (\rho c_p)_{\text{eff}n} = (1 - \varphi_{ln} - \varphi_{mn}) \rho_{sn} c_{sn} + (S_{gn} \varphi_{ln} + \varphi_{mn}) \rho_{gn} c_g + S_{wn} \varphi_{ln} \rho_{wn} c_w \\ \eta_{\text{eff}n} = -\frac{k_n k_{rg}}{\mu_g} \left(1 + \frac{b_n}{p_{lgn}}\right) \nabla p_{lgn} \rho_{gn} c_g - \frac{k_n k_{rw}}{\mu_w} \nabla p_{lwn} \rho_w c_w \\ \lambda_{\text{eff}n} = (1 - \varphi_{ln} - \varphi_{mn}) \lambda_{sn} + (S_{gn} \varphi_{ln} + \varphi_{mn}) \lambda_g + S_{wn} \varphi_{ln} \lambda_w \end{cases} \quad (13)$$

式中:下标 $n=1$ 时为煤层, $n=2$ 时为砂岩层; $c_s$ 为岩石比热容,单位 $J/(kg \cdot K)$ ; $\rho_w$ 为水密度,单位 $kg/m^3$ ; $c_g$ 为 $CH_4$ 比热容,单位 $J/(kg \cdot K)$ ; $c_w$ 为水比热容,单位 $J/(kg \cdot K)$ ; $\lambda_s$ 为岩石热传导系数,单位 $W/(m \cdot K)$ ; $\lambda_g$ 为 $CH_4$ 热传导系数,单位 $W/(m \cdot K)$ ; $\lambda_w$ 为水热传导系数,单位 $W/(m \cdot K)$ 。

### 2.2.4 孔隙度与渗透率方程

煤的基质孔隙度受压力、气体吸附与解吸、温度的影响,可表示为<sup>[29]</sup>:

$$\begin{cases} \varphi_m = \frac{[(1 + s_0) \varphi_{m0} + \alpha_m (s - s_0)]}{(1 + s)} \\ s_0 = \varepsilon_{v0} + \frac{p_{f0}}{K_s} - \varepsilon_{a0} - \alpha_T T_0 \\ s = \varepsilon_v + \frac{p_f}{K_s} - \varepsilon_a - \alpha_T T \end{cases} \quad (14)$$

煤裂隙孔隙度与砂岩孔隙度可表示为<sup>[30]</sup>:

$$\varphi_{ln} = 1 - \frac{1 - \varphi_{l0n}}{1 + \varepsilon_{vn}} \left[ 1 - \frac{(\alpha_{ln} \Delta p_{ln} + \alpha_{mn} \Delta p_{mn})}{K_n} + \Delta \varepsilon_{an} - \Delta(\alpha_{Tn} T_n) \right] \quad (15)$$

根据立方定律,煤裂隙渗透率和砂岩渗透率可表示为<sup>[31]</sup>:

$$k_n = k_{0n} \left( \frac{\varphi_{ln}}{\varphi_{l0n}} \right)^3 \quad (16)$$

式中:下标“0”为初始状态;下标 $n=1$ 时为煤层, $n=2$ 时为砂岩层; $k$ 为渗透率,单位 $10^{-3} \mu m^2$ 。

综上所述,式(1)一式(16)共同构成了深部煤系地层含气系统的气-水输运数学模型,模型分别描述了 $CH_4$ 、水在煤储层与致密砂岩储层中的赋存、运移以及煤层气井生产过程中的储层参数变化。

## 3 深部煤系地层开发数值模拟方法

### 3.1 物理模型

根据S1井的测井解释结果显示:8+9号煤层厚度为10.8 m,顶板为泥岩,并包含砂岩尖灭,厚度为15.9 m,底板为泥岩,厚度为9.1 m。基于前述地质、工程背景,压裂裂缝仅在煤层内延伸,裂缝半长为100 m,裂缝高为8 m。通过COMSOL Multiphysics软件内置的几何模块进行物理模型构建,并对物理模型进行网格划分(图3),包含1 813个单元,19 391个自由度。同时,为便于观察排采模拟效果,选取煤层中A(120, 15)作为监测点。需要说明的是,由于难以获取S1井井控范围内不同区域的储层参数数据,研究采用S1井测井、试井、压裂等获得的储层关键参数为几何模型赋初始值,因此,所建立的几何模型为均质模型。

### 3.2 关键参数与数值模拟方案

#### 3.2.1 数值模拟关键参数

数值模拟所使用的关键参数来源于S1井工程数据和钻井取心实验测试数据(表1)。其中,初始储层压力和煤层渗透率分别采用了S1井试井解释获得的储层压力和测井曲线解释获得的渗透率。

#### 3.2.2 模拟方案与边界条件

##### 1) 模拟方案

神府区块上古生界沉积演化呈现由海陆过渡相向陆相过渡,其中,上石炭统本溪组一下二叠统太原组经历了

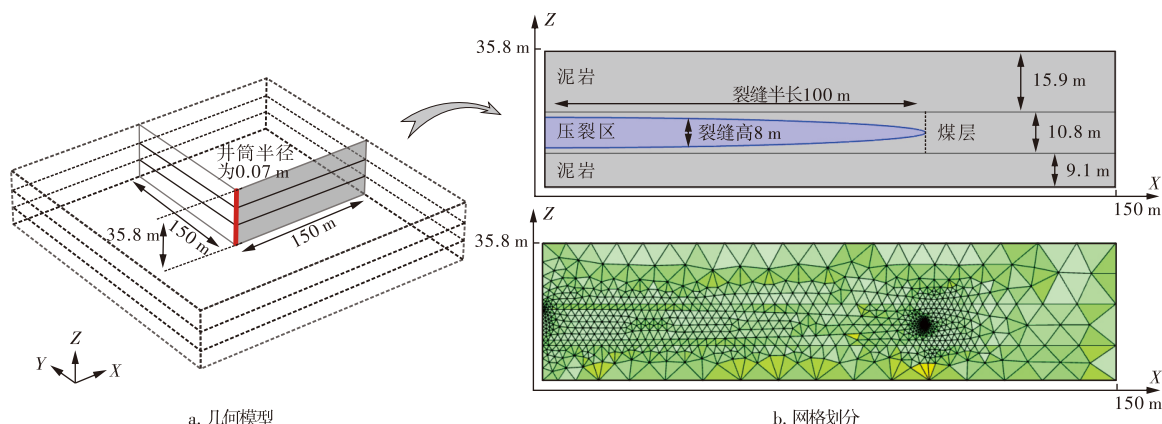


图3 数值模拟几何模型及网格划分  
Fig. 3 Geometric model and grid division for numerical simulation

表1 数值模拟关键参数

Table 1 Key parameters for numerical simulation

参数	数值	参数	数值
煤裂隙孔隙度/%	2.20	煤层密度/(kg/m <sup>3</sup> )	1 470
煤基质孔隙度/%	3.10	砂岩密度/(kg/m <sup>3</sup> )	2 950
砂岩孔隙度/%	8.50	水黏度系数/(Pa·s)	1×10 <sup>-3</sup>
煤裂隙渗透率/10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	0.230	CH <sub>4</sub> 黏度系数/(Pa·s)	1.84×10 <sup>-5</sup>
砂岩裂隙渗透率/10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	0.310	煤 Langmuir 压力/MPa	2.95
压裂区渗透率/10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	45.5	煤 Langmuir 体积/(m <sup>3</sup> /kg)	0.027 6
煤的弹性模量/GPa	3.0	克林肯伯格因子/MPa	0.76
砂岩的弹性模量/GPa	11.480	煤基质弹性模量/GPa	7.340
煤泊松比	0.350	CH <sub>4</sub> 比热容/[J/(kg·K)]	2 220
砂岩泊松比	0.12	CH <sub>4</sub> 热导率/[W/(m·K)]	0.031
水比热容/[J/(kg·K)]	4 190	等量吸附热/(kJ/mol)	33.4
水热导率/[W/(m·K)]	0.598	原始地层温度/K	325
水的端点相对渗透率	1.0	气体的端点相对渗透率	0.756

海相潟湖—潮坪沉积到海陆过渡相三角洲前缘—潟湖—潮坪、河流—三角洲沉积体系的演变。根据沉积序列,本溪组1段(本1段)下部主要为细—粗粒石英砂岩,中上部为灰黑色泥岩、粉砂岩,顶部为8+9号煤层;太原组2段(太2段),从8+9号煤层之顶至斜道灰岩或相当层位的海相泥岩之底,由一套灰黑色泥岩、粉砂岩和细砂岩互层夹灰黑色—深灰色生物碎屑灰岩、泥晶生物碎屑灰岩及煤层组成,构成8+9号煤层顶板<sup>[19]</sup>。S1井与S2井位于栏杆堡附近,且S1井位于S2井南偏西方向,该区域太2段为三角洲前缘亚相、水下分流河道微相、分流间湾微相,发育一条近南北向的多分支水下分流河道,砂体在上倾方向与泥质沉积物相变,形成尖灭现象,造成局部砂体不发育<sup>[32-35]</sup>(图4a),与S1井、S2井测井解释揭示的S2井向

S1井存在砂岩尖灭相吻合。而8+9号煤层与太2段砂岩的空间叠置,形成了源储紧邻型下生上储的生储盖组合类型<sup>[19]</sup>和源内成藏的致密砂岩气藏模式<sup>[36]</sup>(图4b)。由于单井测井解释范围有限,基于S1井、S2井测井解释结果无法确定S1井顶板砂岩层范围,为探究顶板致密砂岩气对煤层气井产气效果的影响及其作用机制,考虑研究区沉积相变、岩性变化、生储盖组合类型和致密砂岩气藏模式,对S1井、S2井之间泥岩—砂岩互层进行简化,设计了4套井控范围(150 m)内煤层顶板不同覆盖程度的尖灭砂岩层的模拟方案,即井控范围内顶板砂岩对煤层的不同覆盖比例(砂岩覆盖比例)(图5)。4套模拟方案的砂岩覆盖比例分别为0、40%、60%和80%,模拟时长均为5 400 d(约15 a)。

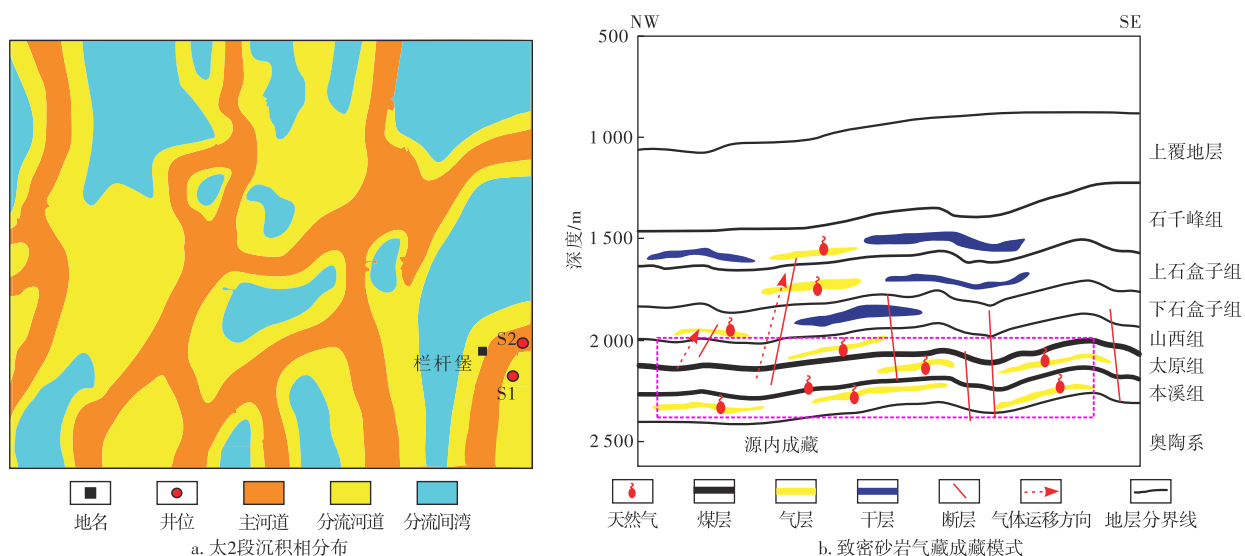


图4 鄂尔多斯盆地神府区块栏杆堡区域太2段沉积相分布与致密砂岩气藏成藏模式

Fig. 4 Sedimentary facies distribution and tight sandstone gas reservoir accumulation model of Tai 2 member in Langanbao area of Shenfu block, Ordos Basin

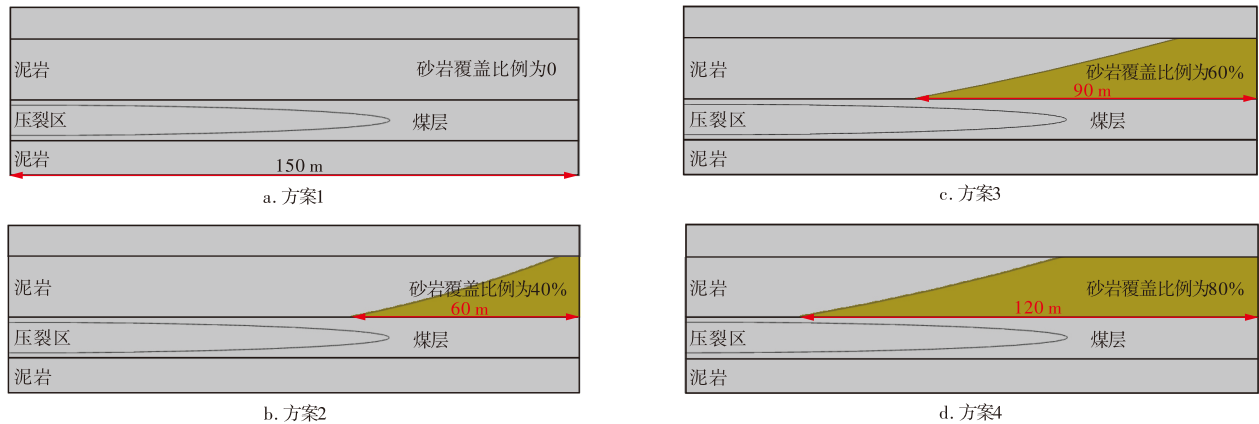


图5 模拟方案示意图

Fig. 5 Schematic of simulation model

## 2) 边界条件

数值模拟中,以原始储层压力(21.4 MPa)、煤储层初始含水饱和度(0.8)以及砂岩储层初始含水饱和度(0.6)为初始条件;以S1井实际井底流压为内边界条件;上边界为垂直向下的边界载荷,为23 MPa;左右边界为水平方向的边界载荷,为22 MPa;下边界为固定约束。

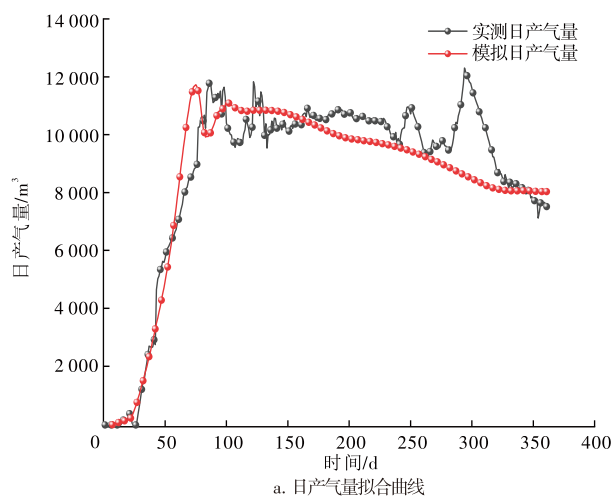
## 3.3 生产历史拟合结果与分析

通过调整气-水相对渗透率曲线中的气、水端点相对渗透率和内边界处的含水饱和度,对模拟结果校验,确保模拟结果与实际生产数据之间的误差在可接受的范围内。历史拟合结果显示:模拟日产气、日产水量能够较好地拟合S1井实测日产气、日产水量(图6),验证了模型的准确性。历史拟合误差主要来自该井生产作业中停井、检修造成的产气量波动。

# 4 模拟结果与讨论

## 4.1 砂岩覆盖对开发效果的影响

不同顶板砂岩覆盖比例下,S1井产气量呈现明显差



异(图7a、图7b)。与无砂岩覆盖相比,砂岩覆盖比例为40%、砂岩覆盖比例为60%、砂岩覆盖比例为80%的煤层气井峰值日产气量和累计产气量均有所上升,峰值日产气量分别提高2.80%、26.55%、46.64%,累计产气量分别提高11.43%、23.54%、29.35%。相较于峰值日产气量,日产气量达峰时间随砂岩覆盖比例的增加而缩短,即砂岩层中致密砂岩气的产出使煤层气井见气更快。由图7c、图7d可以看出:产气效果的提升除了来自致密砂岩气的贡献以外,随顶板砂岩覆盖比例的增加,稳产和产气量衰减阶段煤层对产气量的贡献也有所增加。由此可见,顶板致密砂岩气对煤层气井具有一定的产能贡献,且贡献阶段主要体现在产气量上升及稳产阶段。不同砂岩覆盖比例下,深部煤层气井开发效果的差异与致密砂岩气运移、气体解吸与扩散以及储层压力传导有关。

## 4.2 讨论

### 4.2.1 压力传导特征

由图8可以看出:排采100 d时,压降主要出现在压裂裂缝控制范围内,且煤储层的压降幅度和范围随顶板

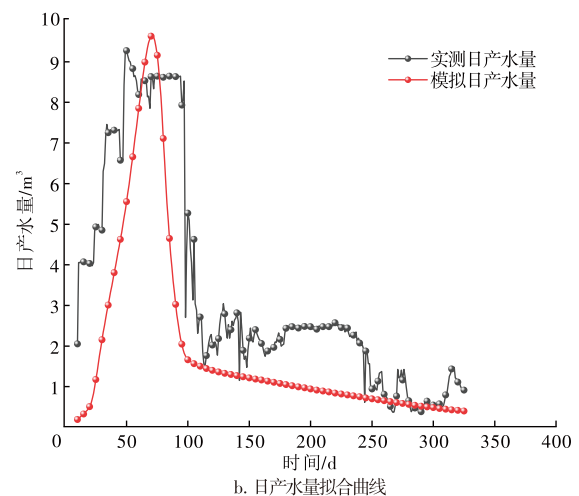


图6 S1井日产气量、日产水量拟合曲线

Fig. 6 Fitting curves of daily gas production and water production for Well S1

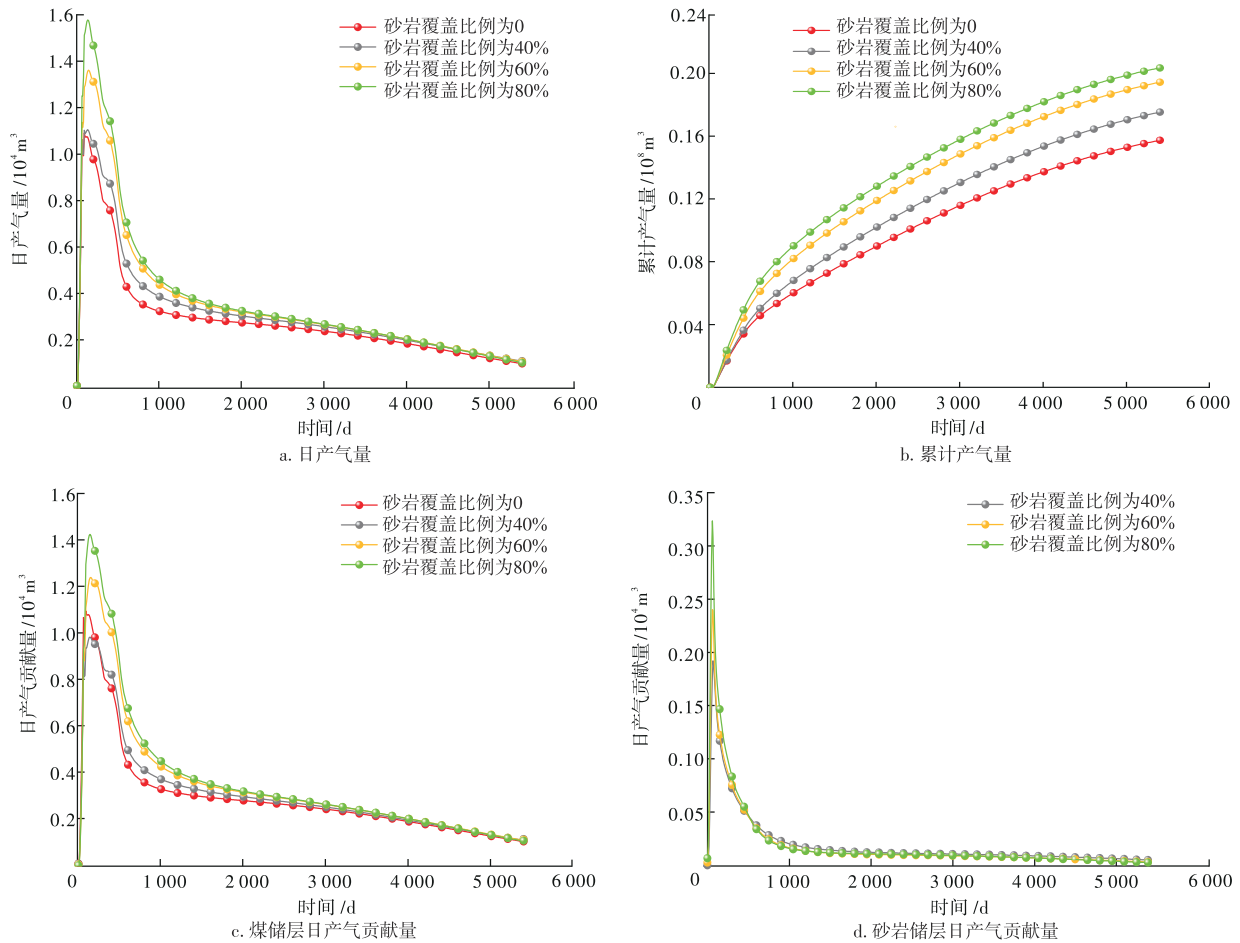


图7 不同砂岩覆盖比例下S1煤层气井产气效果

Fig. 7 Gas production performance of S1 coalbed methane well under different sandstone coverage ratios

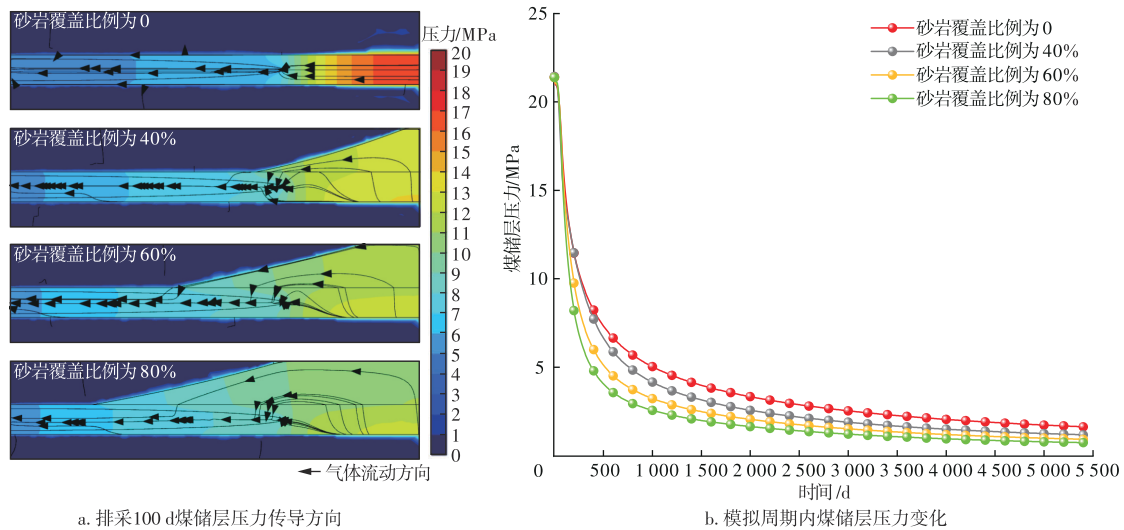


图8 不同砂岩覆盖比例下煤储层压力分布与演化

Fig. 8 Reservoir pressure distribution and evolution under different sandstone coverage ratios

砂岩覆盖比例的增加而扩大。此外,煤与砂岩的力学性质、孔隙度和渗透率差异也会影响压力传导的方向和效率。压裂裂缝控制范围内,压裂裂缝渗透率大于砂岩储层渗透率,气、水沿压裂裂缝产出,使得压裂裂缝控制范围内煤储层压力小于砂岩储层,砂岩储层与煤储层形成

层间垂向压差(压力梯度),受其影响,储层压力由砂岩储层的高压力区向煤储层的低压力区传导,气体也由砂岩储层的高压力区向煤储层及其压裂裂缝区的低压力区运移。压裂裂缝控制范围外,砂岩储层渗透率大于煤储层渗透率,一方面,砂岩储层中气、水产出更快,增大了砂岩

储层压降幅度与压降范围,间接促进了压裂裂缝控制范围外的煤储层卸压,促进了煤层气解吸;另一方面,裂缝控制范围外砂岩储层压降范围大于煤储层,形成垂向压差,使得煤储层中解吸气向砂岩储层运移,并形成气体体积分数差,进一步促进了压裂裂缝控制范围外的煤储层压力下降、煤层气解吸和气体扩散,最终促进产气效果的提升。

#### 4.2.2 煤层气解吸与扩散特征

与无砂岩覆盖相比,砂岩覆盖比例为40%、砂岩覆盖比例为60%和砂岩覆盖比例为80%的煤层气解吸量均有所上升,分别提高12.18%、20.42%、27.12%(图9a);解吸速率的峰值分别提高10.39%、29.68%、66.88%(图9b);扩散速率峰值分别提高26.57%、38.08%、52.95%(图9c)。说明当顶板存在砂岩覆盖时,致密砂岩气的产出促进了煤储层气体的解吸与扩散,并影响了不同砂岩覆盖比例下煤层气井开发效果。在产气量上升阶段,顶板致密砂岩气的产出促进了该阶段解吸速率和扩散速率的提升,即随顶板砂岩覆盖比例的增大,煤层气解吸速率和扩散速率均增大,峰值日产气量随之升高。进入稳产阶段后,

煤层气解吸速率、扩散速率开始下降,煤层气解吸量增幅减缓,但随着砂岩覆盖比例的增加,煤层气解吸量、解吸速率和扩散速率均有所提升,对延长稳产时间、缓解产气量衰减具有一定贡献。

#### 4.2.3 渗透率动态变化特征

储层渗透率动态变化是影响开发效果的重要因素之一。煤与砂岩的力学性质及CH<sub>4</sub>吸附能力差异,导致有效应力和基质收缩效应共同作用下,储层渗透率的动态变化规律不同,对产气效果的影响也不同。通过监测排采过程中煤储层渗透率比率变化可以看出:不同砂岩覆盖比例下,煤储层渗透率比率均呈现先快速下降,后缓慢回升的现象,并随顶板砂岩覆盖比例的增加,煤储层渗透率比率回升的时间点逐渐提前,分别在模拟第600、500、350、260天时开始回升,且回升值亦显著提高,模拟第5400天时,分别回升至0.89、0.93、0.96和0.98(图10)。这主要是由于排采初期煤储层压力快速下降,煤基质中CH<sub>4</sub>解吸量较少,有效应力作用显著,煤储层渗透率比率快速下降;进入稳产阶段后,随着煤储层压力下降和煤基质中CH<sub>4</sub>解吸,煤基质收缩效应增强,促使渗透率回升。

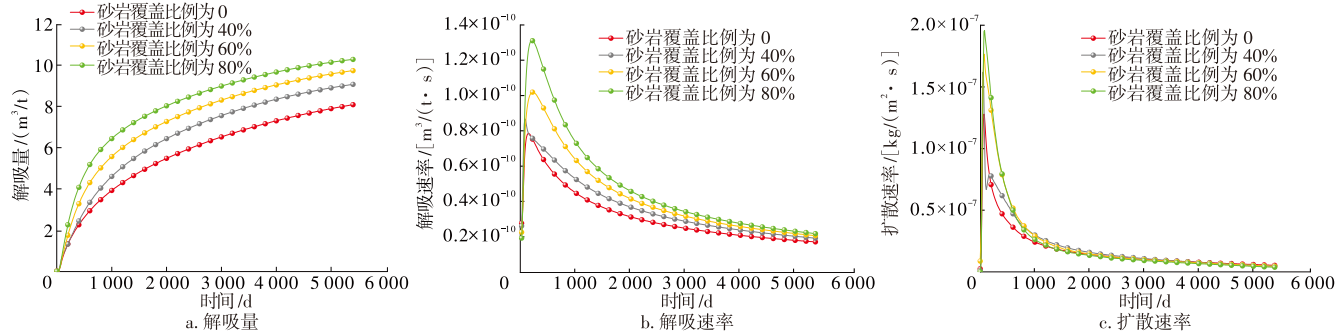


图9 煤储层气体解吸与扩散特征

Fig. 9 Gas desorption and diffusion characteristics of coal reservoir

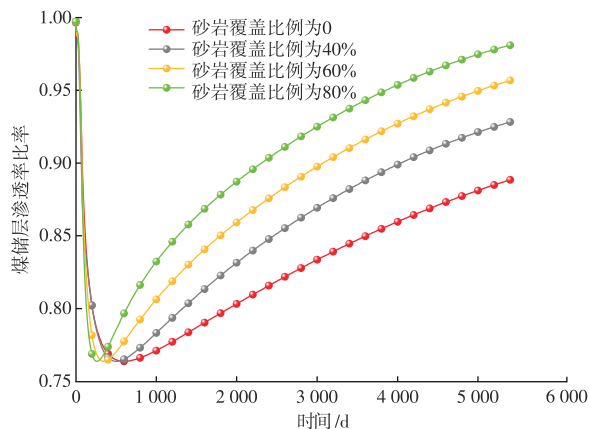


图10 不同砂岩覆盖比例下煤储层渗透率比率变化特征

Fig. 10 Permeability ratio variation of coal reservoir under different sandstone coverage ratios

结合第4.2.1节和第4.2.2节的分析可知,顶板砂岩层覆盖比例的增加,有助于煤储层压力下降,促进煤层气解吸,进而增强煤基质收缩效应,促使煤储层渗透率比率回升。渗透率比率的回升进一步推动储层压力下降及煤层气解吸与扩散,形成正向反馈机制,提升产气效果。

## 5 结论

1) 深部煤层气开发过程中,存在顶板致密砂岩气向煤层运移的现象,致密砂岩气贡献了深部煤层气井部分产气量,且随顶板砂岩覆盖范围增加,致密砂岩气产气贡献增高。相较于顶板为泥岩的情况,顶板砂岩覆盖比例分别为40%、60%和80%时,致密砂岩气对累计产气量的贡献分别提高了11.43%、23.54%、29.35%。

2) 顶板致密砂岩气向煤层压裂裂缝运移,并经其产出,有助于煤层卸压,促进了煤层气解吸与扩散。压裂裂缝控制范围外,砂岩层中气、水产出更快,扩大了砂岩层压降幅度与压降范围,间接促进了压裂裂缝控制范围外的煤层卸压,提高了煤层气解吸速率。当顶板砂岩覆盖比例分别为40%、60%和80%时,煤层气解吸速率峰值分别提高了10.39%、29.68%、66.88%,气体扩散速率峰值分别提高了26.57%、38.08%、52.95%。

3) 随顶板砂岩覆盖比例的增加,煤储层渗透率比率回升时间点提前,且渗透率比率回升幅度逐渐增大。致密砂岩气的产出促进了煤层气解吸,进而增强了煤基质收缩效应,促进了煤储层渗透率比率回升,而渗透率比率的回升进一步促进煤储层压力下降和气体解吸与扩散,从而形成正向反馈,提升深部煤层气井产气效果。

#### 参考文献

- [1] 米立军,朱光辉.鄂尔多斯盆地东北缘临兴—神府致密气田成藏地质特征及勘探突破[J].中国石油勘探,2021,26(3):53-67.  
MI Lijun, ZHU Guanghui. Geological characteristics and exploration breakthrough in Linxing-Shenfu tight gas field, northeastern Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(3): 53-67.
- [2] 朱光辉,季洪泉,米洪刚,等.神府深部煤层气大气田的发现与启示[J].煤田地质与勘探,2024,52(8):12-21.  
ZHU Guanghui, JI Hongquan, MI Honggang, et al. Discovery of a large gas field of deep coalbed methane in the Shenfu block and its implications[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(8): 12-21.
- [3] 毕彩芹,胡志方,汤达祯,等.煤层气研究进展与待解决的重要科学问题[J].中国地质,2021,48(2):402-423.  
BI Caiqin, HU Zhifang, TANG Dazhen, et al. Research progress of coal measure gas and some important scientific problems[J]. Geology in China, 2021, 48(2): 402-423.
- [4] 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 Qiujia, 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.
- [5] 桑树勋,韩思杰,周效志,等.华东地区深部煤层气资源与勘探开发前景[J].油气藏评价与开发,2023,13(4):403-415.  
SANG Shuxun, HAN Sijie, ZHOU Xiaozhi, et al. Deep coalbed methane resource and its exploration and development prospect in East China[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(4): 403-415.
- [6] 邹才能,林敏捷,马锋,等.碳中和目标下中国天然气工业进展、挑战及对策[J].石油勘探与开发,2024,51(2):418-435.  
ZOU Caineng, LIN Minjie, MA Feng, et al. Development, challenges and strategies of natural gas industry under carbon neutral target in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 418-435.
- [7] 钟诚,杜鹏,刘自亮,等.碳中和与中国海洋油气发展的内在联结性[J].石油与天然气化工,2023,52(4):32-40.  
ZHONG Cheng, DU Peng, LIU Ziliang, et al. Interconnection between carbon neutrality and development of offshore oil and gas in China[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2023, 52(4): 32-40.
- [8] 桑树勋,刘世奇,陆诗建,等.工程化CCUS全流程技术及其进展[J].油气藏评价与开发,2022,12(5):711-725.  
SANG Shuxun, LIU Shiqi, LU Shijian, et al. Engineered full flowsheet technology of CCUS and its research progress[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(5): 711-725.
- [9] 张兵,杜丰丰,张海锋,等.基于经济效益评价的煤层气开发有利区优选:以鄂尔多斯盆地东缘杨家坡区块为例[J].油气藏评价与开发,2024,14(6):933-941.  
ZHANG Bing, DU Fengfeng, ZHANG Haifeng, et al. Selection of favorable areas for coalbed methane development based on economic benefit evaluation: A case study of Yangjiapo block in eastern margin of Ordos Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(6): 933-941.
- [10] 张健,申建,朱苏阳,等.鄂尔多斯盆地东缘煤层气合采接替方案优化[J].煤炭学报,2022,47(11):3965-3974.  
ZHANG Jian, SHEN Jian, ZHU Suyang, et al. Productivity prediction and gas production technology of superimposed coal measure gas in the eastern margin of Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(11): 3965-3974.
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 孟尚志,李勇,吴翔,等.煤层气和致密气合采产能方程及影响因素[J].煤炭学报,2018,43(6):1709-1715.  
MENG Shangzhi, LI Yong, WU Xiang, et al. Productivity equation and influencing factors of co-producing coalbed methane and tight gas[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1709-1715.
- [14] CUI G L, CHENG W X, XIONG W, et al. Influence of well types on optimizing the co-production of gas from coal and tight formations[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(13): 6736-6754.
- [15] 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.
- [16] LIANG W, WANG J G, LEUNG C F, et al. Impact of crossflow and two-phase flow on gas production from stacked deposits[J]. Energy & Fuels, 2023, 37(13): 8935-8948.
- [17] 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.
- [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] 李国璋. 煤系气合采产层贡献及其预测模型: 以鄂尔多斯盆地临兴—神府地区为例[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2020.
- LI Guozhang. Contribution and its prediction model of production strata for joint CMG mining: A case from Linxing–Shenfu area in Ordos Basin, China[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2020.
- [20] 米洪刚, 吴见, 彭文春, 等. 神府区块深部煤储层力学特性及裂缝扩展机制[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(8): 32–43.
- MI Honggang, WU Jian, PENG Wenchun, et al. Mechanical characteristics and fracture propagation mechanism of deep coal reservoirs in the Shenfu block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(8): 32–43.
- [21] 孔祥伟, 万雄, 郭照越, 等. 致密砂岩油藏体积压裂技术适应性评价及压裂参数优化[J]. *石油与天然气化工*, 2023, 52(2): 81–86.
- KONG Xiangwei, WAN Xiong, GUO Zhaoyue, et al. Adaptive evaluation and optimization of volumetric fracturing parameters in tight sandstone reservoirs[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2023, 52(2): 81–86.
- [22] 莫有新. 中阶煤储层气水流动特征与合层排采模拟研究: 以黔西大河边区块为例[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2022.
- MO Youxin. Characteristics of gas–water flow and simulation of combined layer drainage in medium rank coal reservoirs: A case study of Dahebian block in western Guizhou[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2022.
- [23] FAN Y P, DENG C B, ZHANG X, et al. Numerical study of CO<sub>2</sub>-enhanced coalbed methane recovery[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 76: 12–23.
- [24] ZHU W C, WEI C H, LIU J, et al. A model of coal–gas interaction under variable temperatures[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2011, 86(3): 213–221.
- [25] LIU S Q, FANG H H, SANG S X, et al. CO<sub>2</sub> injectability and CH<sub>4</sub> recovery of the engineering test in Qinshui Basin, China, based on numerical simulation[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2020, 95: 102980.
- [26] 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 CO<sub>2</sub> geological sequestration[J]. *Energy*, 2023, 262: 125395.
- [27] SHU Y, SANG S X, 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(5), 2053–2076.
- [28] 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 multilayer drainage coalbed methane vertical wells in southern Qinshui Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(6): 20–31.
- [29] LIU X D, SANG S X, ZHOU X Z, et al. Coupled adsorption–hydro–thermo–mechanical–chemical modeling for CO<sub>2</sub> sequestration and well production during CO<sub>2</sub>-ECBM[J]. *Energy*, 2023, 262: 125306.
- [30] LI S, FAN C J, HAN J, et al. A fully coupled thermal–hydraulic–mechanical model with two–phase flow for coalbed methane extraction[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 33: 324–336.
- [31] MU Y L, FAN Y P, WANG J R, et al. Numerical study on injection of flue gas as a heat carrier into coal reservoir to enhance CBM recovery [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, 72: 103017.
- [32] 吴蒙. 临兴—神府地区煤系致密砂岩润湿性[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2019.
- WU Meng. Wettability of tight sandstones in coal measures from Linxing–Shenfu area, Shanxi, China[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2019.
- [33] 周龙刚, 万欢, 金力钻, 等. 致密砂岩储层含水性预测方法: 以临兴地区上、下石盒子组为例[J]. *断块油气田*, 2023, 30(3): 381–388.
- ZHOU Longgang, WAN Huan, JIN Lizuan, et al. Water content prediction method of tight sandstone reservoir: a case study of Upper & Lower Shihezi Formation of Linxing area[J]. *Fault–Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(3): 381–388.
- [34] 张天文. 鄂尔多斯神府南地区太原组致密气藏储层特征研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- ZHANG Tianwen. Research on tight gas reservoir characteristics of Taiyuan Formation in Shenfunan area, Ordos Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023.
- [35] 付强, 肖冬生. 胜北洼陷三间房组致密砂岩气藏有利储层特征与成岩相[J]. *断块油气田*, 2023, 30(1): 9–16.
- FU Qiang, XIAO Dongsheng. Favorable reservoir characteristics and diagenetic facies of tight sandstone gas reservoir of Sanjianfang Formation in Shengbei Subsag[J]. *Fault–Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(1): 9–16.
- [36] 高计县, 孙文举, 吴鹏, 等. 鄂尔多斯盆地东北缘神府区块上古生界致密砂岩成藏特征[J]. *岩性油气藏*, 2021, 33(1): 121–130.
- GAO Jixian, SUN Wenju, WU Peng, et al. Accumulation characteristics of Upper Paleozoic tight sandstone in Shenfu block, northeastern margin of Ordos Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2021, 33(1): 121–130.

(编辑 李青)