

黔西大河边区块煤层气井井底流压波动的形成机理与排采控制

周效志^{1,2}, 朱世良^{1,2}, 赵福平^{2,3,4}, 王少雷^{3,4},
魏元龙^{3,4}, 周培明^{3,4}, 赵凌云^{3,4}

- (1. 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; 2. 中国矿业大学 资源与地球科学学院, 江苏 徐州 221116; 3. 自然资源部复杂构造区非常规天然气评价与开发重点实验室, 贵州 贵阳 550009; 4. 贵州省油气勘查开发工程研究院, 贵州 贵阳 550009)

摘要: 针对黔西六盘水煤田大河边区块煤层气井排采过程中井底流压频繁波动的工程问题, 综合煤储层参数测试、三维地震勘探、水力压裂微震监测、智能化排采实时监控等数据, 研究了井底流压波动类型及特征, 探讨了井底流压波动的形成机理及井间差异演化的地质与工程协同控制作用, 提出了抑制井底流压波动的排采管控措施, 对复杂构造区煤层气井排采工作具有指导性意义。研究表明: 煤层气井井底流压波动可划分为高幅低频、中幅中频、低幅高频、中幅高频 4 种类型; 套压显现前, 井底流压无波动, 随着产气量快速提升及产水量快速下降, 井底流压波动幅度、频率均呈现增大趋势。煤储层中气水两相流态不稳定, 低导流能力裂缝“水锁”导致解吸气积聚, “气涌”后套压快速升高是引起井底流压周期性波动的原因, 深埋藏、高地应力、低渗透率、难改造煤层气藏开发过程中更容易产生严重的井底流压波动。低产水井排采前期应合理控制井底流压日降幅, 在产气量快速提升前排出更多的压裂液; 产气量提升过程中, 可通过改变排采强度、提高套压等方式抑制井底流压大幅波动; 应确保煤层气井排采过程的连续性, 尽可能避免快速提产及稳产阶段长时间停抽。

关键词: 煤层气井; 井底流压波动; 形成机理; 排采控制; 大河边区块

中图分类号: P 642. 5 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-1964(2025)01-0083-15

Formation mechanism and drainage control of the bottom hole flowing pressure fluctuation in the coalbed methane wells of the Dahebian Block, Western Guizhou

ZHOU Xiaozhi^{1,2}, ZHU Shiliang^{1,2}, ZHAO Fuping^{2,3,4}, WANG Shaolei^{3,4},
WEI Yuanlong^{3,4}, ZHOU Peiming^{3,4}, ZHAO Lingyun^{3,4}

- (1. Key Laboratory of Coalbed Methane Resources & Reservoir Formation Process, Ministry of Education, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221008, China; 2. School of Resources and Geosciences, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221116, China; 3. Key Laboratory of

收稿日期: 2024-07-31 修回日期: 2024-12-22 DOI: 10.13247/j.cnki.jcmt.20240372

基金项目: 国家自然科学基金重点项目(42030810); 贵州省地质勘查资金项目(52000024P0048BH101732); 贵州省科技支撑计划项目(黔科合支撑[2024]一般 054)

通信作者: 朱世良(1998—), 男, 福建省宁德市人, 硕士研究生, 从事煤层气排采地质理论与技术方面的研究。

E-mail: 05171558@cumt.edu.cn Tel: 15695255938

引用格式: 周效志, 朱世良, 赵福平, 等. 黔西大河边区块煤层气井井底流压波动的形成机理与排采控制[J]. 中国矿业大学学报, 2025, 54(1): 83-97.

ZHOU Xiaozhi, ZHU Shiliang, ZHAO Fuping, et al. Formation mechanism and drainage control of the bottom hole flowing pressure fluctuation in the coalbed methane wells of the Dahebian Block, Western Guizhou[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2025, 54(1): 83-97.

Unconventional Natural Gas Evaluation and Development in Complex Tectonic Areas, Ministry of Natural Resources, Guiyang, Guizhou 550009; 4. Guizhou Engineering Research Institute of Oil & Gas Exploration and Development, Guiyang, Guizhou 550009, China)

Abstract: In addressing the engineering issue of frequent fluctuations in bottomhole flowing pressure (BFP) during coalbed methane (CBM) well drainage in the Dahebian Block of the Lipanshui coalfield in Western Guizhou, a comprehensive study was conducted by integrating data from coal reservoir parameter testing, 3D seismic exploration, microseismic monitoring of hydraulic fracturing, and real-time intelligent drainage monitoring. The types and characteristics of BFP fluctuations were investigated, and the formation mechanism of these fluctuations, as well as the geological and engineering synergistic control effects on inter-well differential evolution, were explored. Control measures for suppressing BFP fluctuations during drainage were proposed, which have guiding significance for CBM well drainage in complex structural areas. The study revealed that BFP fluctuations in CBM wells can be categorized into four types: high amplitude and low frequency, medium amplitude and medium frequency, low amplitude and high frequency, and medium amplitude and high frequency. Prior to casing pressure manifestation, there were no BFP fluctuations. As gas production rapidly increased and water production rapidly decreased, both the amplitude and frequency of BFP fluctuations showed an increasing trend. The instability of gas-water two-phase flow in the coal reservoir, the "water locking" of low-conductivity fractures leading to accumulated desorbed gas, and the rapid increase in casing pressure after "gas surging" were identified as the causes of periodic BFP fluctuations. Severe BFP fluctuations are more likely to occur during the development of deeply buried, high-stress, low-permeability, and difficult-to-reform CBM reservoirs. In the early stages of drainage for low-water-producing wells, the daily BFP drop should be reasonably controlled, and more fracturing fluid should be drained before gas production rapidly increases. During the process of increasing gas production, large BFP fluctuations can be suppressed by adjusting drainage intensity and increasing casing pressure. Ensuring the continuity of the CBM well drainage process and avoiding long periods of pumping cessation during rapid production increases and stable production stages is crucial.

Key words: coalbed methane well; bottom hole flowing pressure fluctuation; formation mechanism; drainage control; Dahebian Block

我国煤层气资源丰富, 勘探开发潜力巨大^[1-4]. 受聚煤期后多期次构造运动影响, 我国主要赋煤区内不同规模的褶皱、断裂构造普遍发育, 导致同一赋煤构造单元内煤层气富集条件、储层特征存在显著差异, 并直接影响到煤层气开发过程中储层改造效果与排采表现^[5-7]. 在煤层气地质条件多样化背景下, 查明井区范围内煤层气井流体产出的地质控制因素, 并针对性的优化排采管控工艺, 可为我国复杂构造区煤层气开发提供理论与技术层面的有力支撑.

煤层气开发的基础原理是通过不断排出压裂液与地层水, 降低煤储层压力实现煤层气解吸产出^[8-9]. 伴随着压裂液以及地层水的持续排出, 煤储层压降漏斗逐步扩展, 煤层气解吸范围不断扩

大, 井筒周围煤储层中流体产出依次经历了单相水流、以水为主的气水两相流、以气为主的水气两相流 3 个阶段^[10]. 为了避免排采过程中煤储层伤害, 煤层气井排采通常需遵循“连续、缓慢、稳定”的原则^[11-12]. 然而, 煤层气井排采过程中普遍存在井底流压波动, 且不同井、不同排采阶段井底流压波动幅度、频率等均存在显著差异, 导致排采过程中存在潜在的煤储层伤害风险, 不利于煤层气井高产及长期稳产^[13-15]. 以往学者研究认为, 在非饱和单相水流、气水两相流阶段存在 2 次段塞, 是导致管套环空液面剧烈波动的重要原因^[16-17], 井底流压波动则是由测试设备的不稳定性和气阻效应所导致^[18]. 然而, 由于以往煤层气井井底流压、套压等排采数据人工记录频率低, 导致相关研究多

集中于煤心尺度物理模拟^[19-22]、数值模拟方面^[23-25]。随着煤层气井智能排采管控系统的广泛应用,井底流压、套压、产气速率、产水速率、产出水温度等排采数据系统自动、连续记录的频率显著提高,为煤层气井井底流压波动形成机理与排采控制研究创造了条件。

本文以黔西六盘水煤田大河边区块内 DC1 丛式井组为研究对象,基于三维地震勘探对井区所在范围内不同规模断裂构造精细解释及煤储层空间展布特征的精确控制,结合 DC1 丛式井组 3 口煤层气排采井智能排采系统实时监控数据的对比分析,探讨了断裂构造影响下煤层气井井底流压差异性波动的形成机理与排采控制措施,对复杂构造区煤层气井排采工作具有指导意义。

1 煤层气地质与工程条件

1.1 地质与工程背景

大河边区块位于黔西六盘水煤田水城矿区大河边向斜,出露地层由老至新依次为二叠系上统

峨眉山玄武岩组($P_3\beta$)、龙潭组(P_3l),三叠系下统飞仙关组(T_1f)、永宁镇组(T_1yn),三叠系中统关岭组(T_2g)及第四系(Q)。区内主要含煤地层为龙潭组,共发育煤层 27~39 层,主要可采煤层为 1[#], 4[#], 7[#], 11[#], 12[#], 13[#], 14[#], 17[#], 28[#] 煤层。宏观煤岩类型以半暗型为主,显微煤岩组分以镜质组为主,镜质体反射率为 1.01%~1.30%,煤级主要为焦煤。基于重点研究区内煤层气参数井 DH-1 井综合录井成果:主要目的煤层压汞孔隙度为 1.93%~6.29%,试井渗透率为 0.016~0.101 mD,煤储层压力为 5.95~7.28 MPa,总体表现为欠压到正常的储层压力特征,空气干燥基含气量为 7.50~14.19 m³/t,兰氏体积为 9.48~23.70 m³/t,兰氏压力为 1.13~3.21 MPa,临界解吸压力为 2.11~4.88 MPa。其中,1[#] 煤层吸附能力最强,实测含气量最高,尽管 11[#] 煤层含气量低于 1[#] 煤层,但由于其兰氏体积远低于 1[#] 煤层,因此具有更高的临界解吸压力(图 1)。

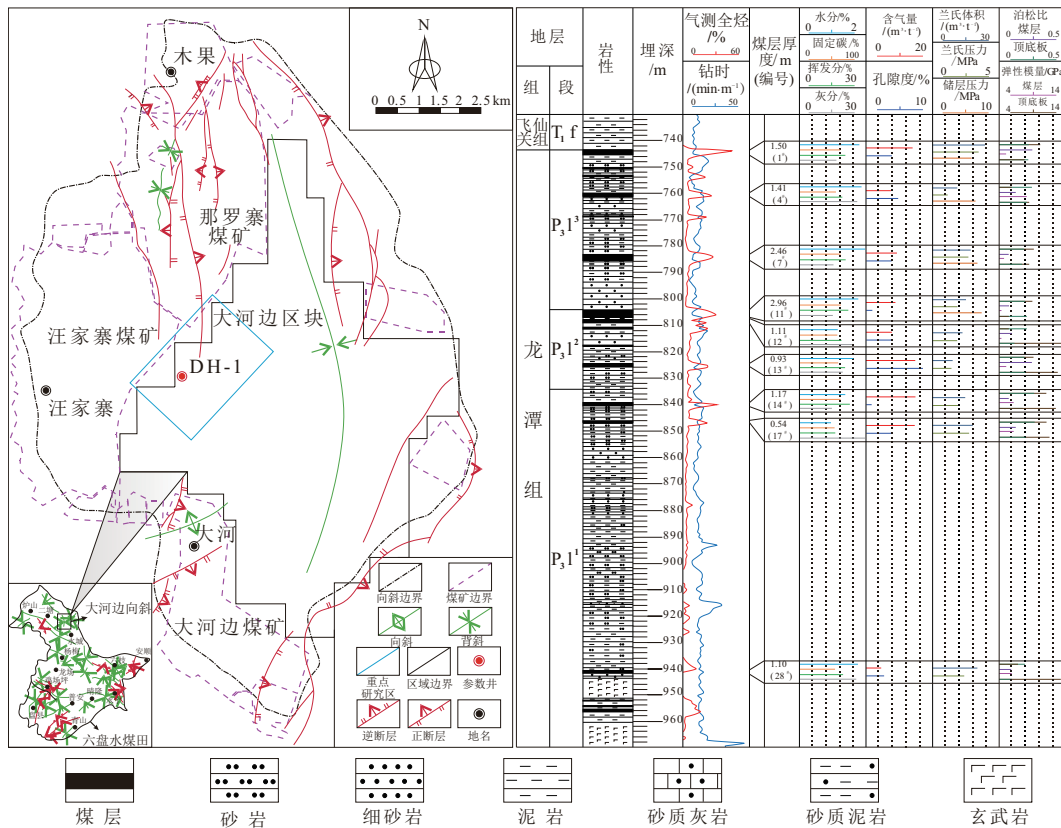


图 1 大河边区块构造纲要及 DH-1 井综合录井图

Fig. 1 Structural outline map of Dahebian Block and comprehensive logging diagram of Well DH-1

DC1 丛式井组由 3 口煤层气排采井组成,其中 DC1-1 井为直井,DC1-2,DC1-3 井为定向井,各井垂深分别为 787.8,757.8 和 730.0 m。3 口煤层

气井均为二开井身结构,一开井段下表层套管固井,二开井段下生产套管固井后射孔完井,共开展了 10 个层段 11 个煤层的水力压裂改造,其中

DC1-1 井压裂层段自下而上依次为 13[#], 11[#], 7[#], 1[#] 煤层, 煤层累计厚度为 12.1 m, 主力产层 11[#] 煤层厚度为 7.3 m; DC1-2 井压裂层段自下而上依次为 13[#], 11[#], 1[#] 煤层, 煤层累计厚度为 8.9 m, 主力产层 11[#] 煤层厚度为 6.1 m; DC1-3 井压裂层段自下而上依次为 11[#], 7[#], 4[#] + 1[#] (两层合压), 煤层累计厚度为 9.5 m, 主力产层 11[#] 煤层厚度为 6.0 m (图 2)。DC1 丛式井组各井压裂、放溢流后, 安装井下排采管柱及地面排采井口、抽油机, 同时开展合层排采工作。

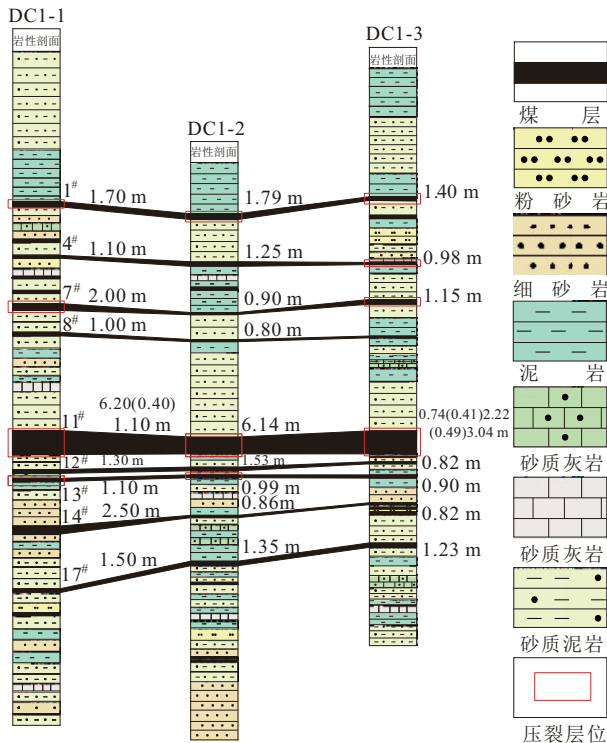


图 2 大河边区块 DC1 井组连井剖面图

Fig. 2 The connected well profile of the DC1 well group in the Dahebian Block

1.2 断裂构造对压裂改造效果的影响

基于重点研究区内高分辨率三维地震勘探及地面微震压裂裂缝监测, 进行煤储层平面特征参数反演、煤系微构造认识及其对煤储层压裂改造效果影响评价, 结果如图 3 所示。三维地震勘探对 DC1 井区周边微构造解释发现, 在 DC1-2 井北西方向 180 m 及 DC1-3 井北东方向 150 m 处各发育一条正断层。其中, DC1-3 井附近断层规模较大, 主断面两侧形成断层破碎带。结合微震监测数据分析, 受断裂构造影响的区域, 断裂带附近煤储层渗透率提高, 局部煤体结构、煤层力学性质及现代地应力场发生变化, 直接影响到煤储层的压裂改造效果。随着主断裂面与煤层气井井筒平面距离减小, 压裂裂缝的延伸容易受到局部构造应力变化、

煤储层中次生构造裂缝发育的影响, 压裂裂缝延伸偏离最大主应力方向, 并沿着最短路径方向延伸至次级构造裂缝, 或与改造煤层临近含水层沟通, 导致 DC1 井组各井压裂、流体产出表现存在显著差异 (图 3、图 4)。

1.3 煤层气井气水产出特征

DC1 井组各井排采均已超过 600 d, 气水产出表现存在显著差异 (图 4)。从产水情况来看: 套压显现前的单相流阶段, DC1-1 井产水量较低, 最高产水量仅为 $7 \text{ m}^3/\text{d}$; 而 DC1-2 井、DC1-3 井日产量依次升高, 其中 DC1-3 井为高产水井, 最高产水量达 $20 \text{ m}^3/\text{d}$ 。当排采进入两相流阶段, DC1-1 井、DC1-2 井日产量快速下降, 并随日产气量升高而逐渐降低; 相比之下, DC1-3 井在两相流阶段产水量长期稳定在 $12 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右, 远高于 DC1-1 井、DC1-2 井。

从 DC1 井组产气表现来看: DC1-2 井套压最先显现并开始产气, 初期产气量快速升高至 $150 \text{ m}^3/\text{d}$; DC1-3 井套压显现较晚, 且提产前期产气表现不理想, 提产中后期快速升高并超过 DC1-1 井、DC1-2 井, 当前产气量稳定在 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$, 表现出较好的产气潜力。相较于 DC1-2 井、DC1-3 井日产气量的稳定增长, 压裂改造效果较差的 DC1-1 井在提产阶段日产气量提升难度大, 但由于煤层在埋藏深度大、气体封闭性好的条件下具有更高的煤层气资源丰度, 当压降漏斗逐渐扩展后, 提产后期日产气量快速增长, 稳定产气量也超过 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2 井底流压波动类型与差异演化

2.1 井底流压波动类型

套压显现前, DC1 井组各井井底流压稳定下降, 未表现出井底流压波动 (图 5 a); 套压显现及产气后, 各井井底流压先后开始波动, 并表现出明显的井间差异。基于智能排采系统数据的分析, 可将 DC1 井组各井井底流压波动划分为高幅低频、中幅中频 (双峰或单峰)、低幅高频、中幅高频 4 种类型。高幅低频型表现为井底流压波动幅度 $>100 \text{ kPa}$, 波动频率 $<10 \text{ 次}/\text{d}$ (图 5 b); 中幅中频型表现为井底流压波动幅度 $10 \sim 100 \text{ kPa}$, 波动频率 $10 \sim 50 \text{ 次}/\text{d}$, 且具有单峰、双峰波动 2 种方式 (图 5 c、图 5 d); 低幅高频型表现为井底流压波动幅度 $<10 \text{ kPa}$, 波动频率 $>50 \text{ 次}/\text{d}$ (图 5 e); 中幅高频型表现为井底流压波动幅度 $10 \sim 100 \text{ kPa}$, 波动频率 $>100 \text{ 次}/\text{d}$ (图 5 f)。

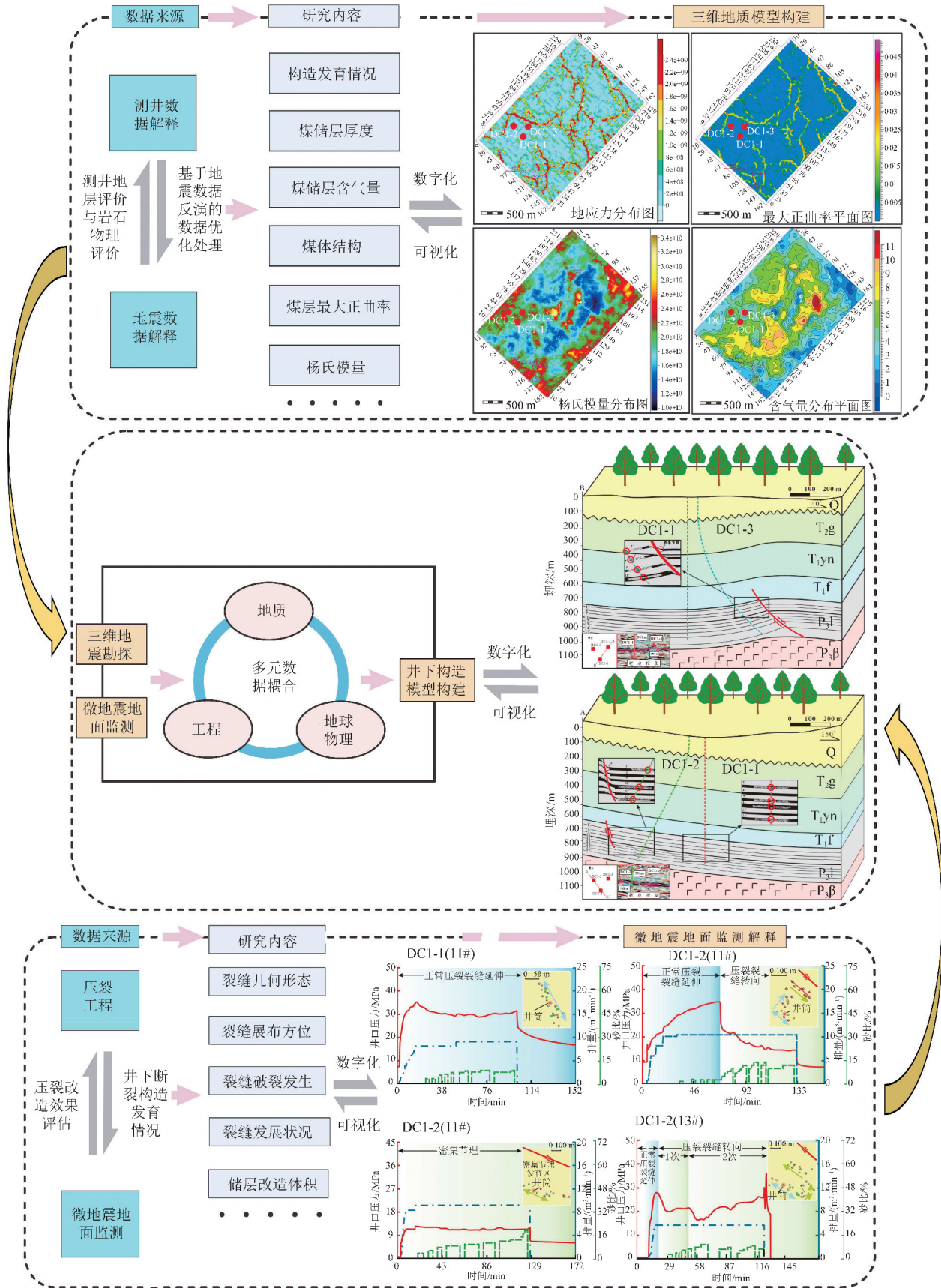


图 3 重点研究区构造反演与 DC1 井组压裂改造效果评价

Fig. 3 Structural inversion in key research area and evaluation of fracturing effect of DC1 well group

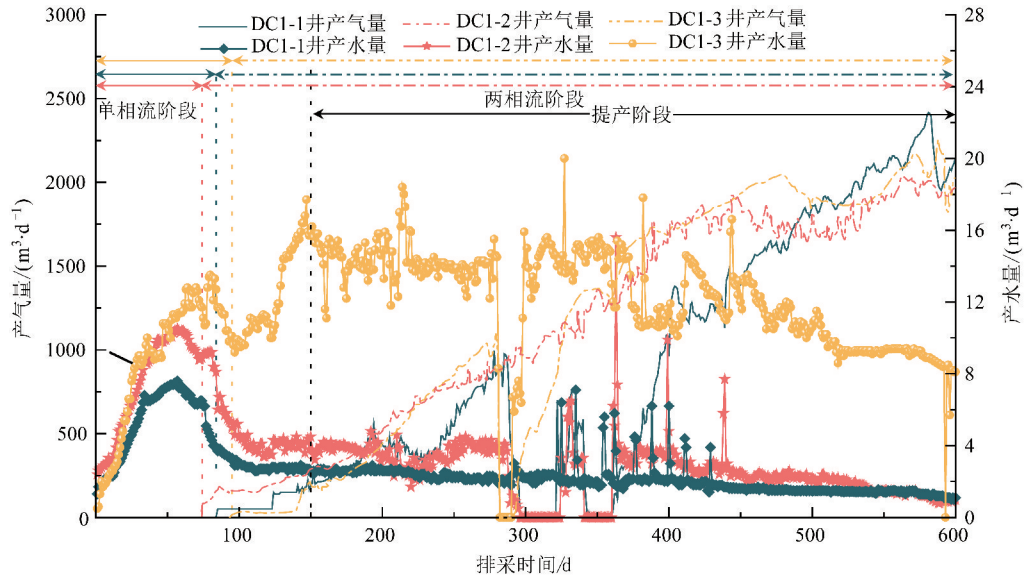


图 4 DC1 井组各井排采气水产出曲线
Fig. 4 Gas and water production curves in DC1 well group

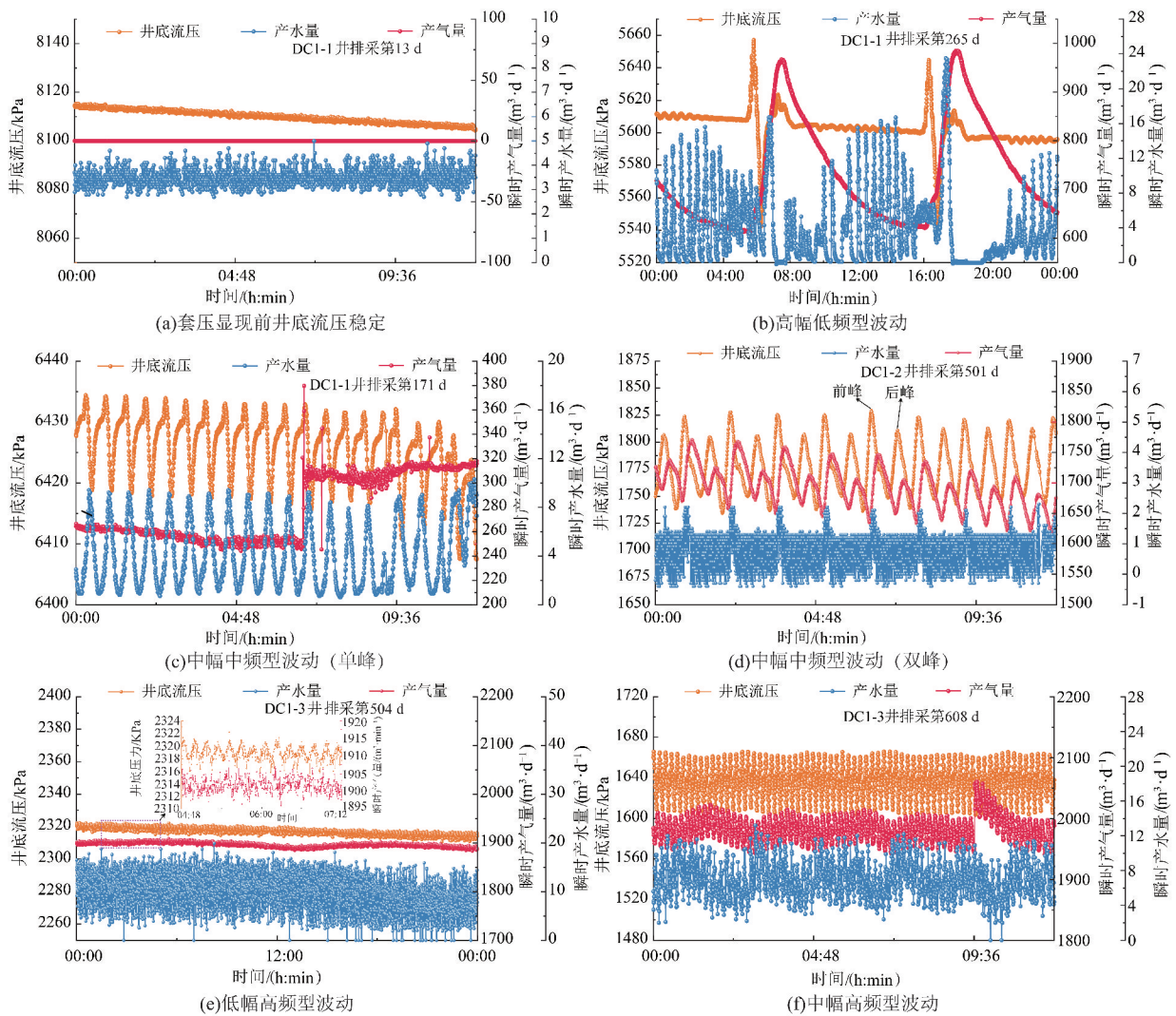


图 5 DC1 井组各井井底流压波动类型及特征

Fig. 5 Types and characteristics of bottom hole flowing pressure fluctuations in DC1 well group

2.2 井底流压波动的井间差异

结合井底流压波动情况,划分 DC1 井组 3 口井排采阶段,结果如图 6 所示。DC1-1 井先后经历了单相水流阶段的井底流压平稳下降,两相流阶段的中幅中频单峰波动、高幅低频波动;DC1-2 井先后经历了单相水流阶段的井底流压平稳下降,两相流阶段的中幅中频单峰、双峰波动及提产过程中的中幅中频、中幅高频波动;DC1-3 井先后经

历了单相水流阶段及提产前的井底流压平稳下降,提产过程中的低幅高频、中幅高频波动。对比来看,DC1-3 井井底流压波动显现晚,且波动幅度较小,波动频率较高;相比之下,DC1-1 井井底流压波动显现早,且以波动剧烈的“高幅低频型”为主;DC1-2 井井底流压波动幅度、波动频率居中,以“中幅中频型”为主。

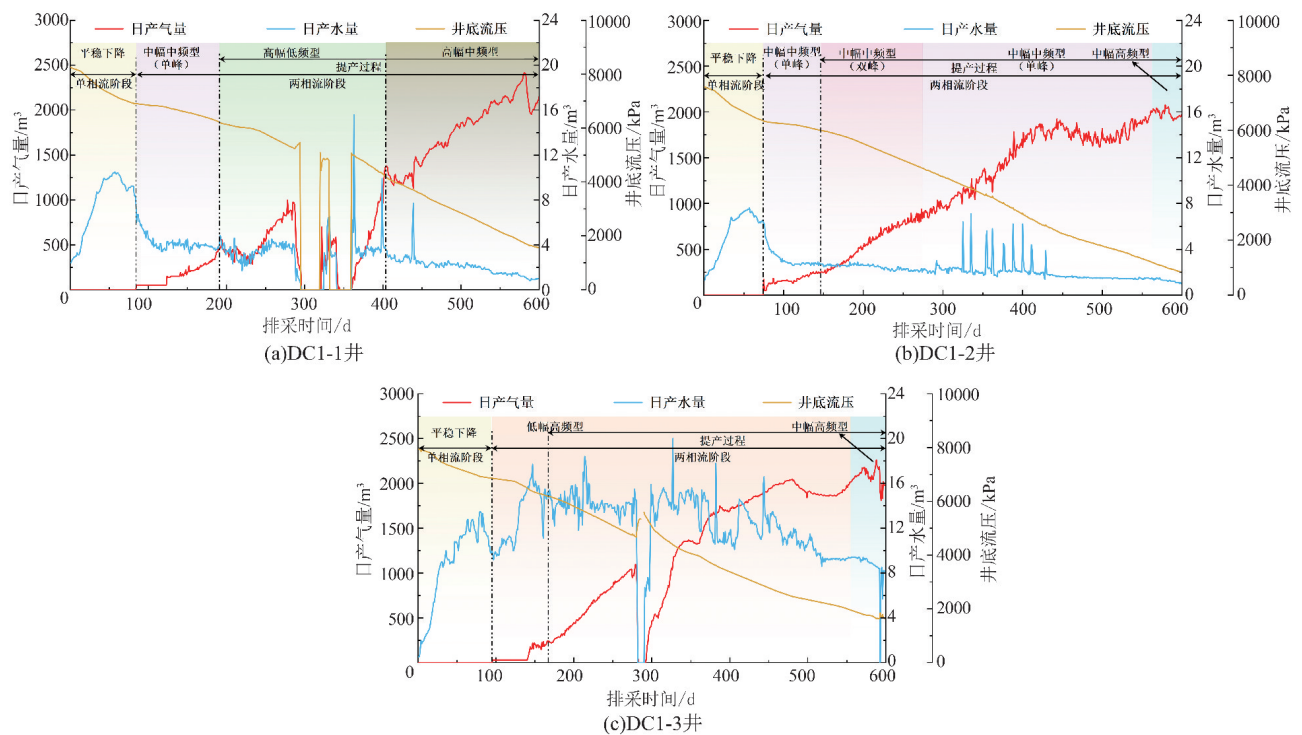


图 6 DC1 井组井底流压变化与气水产出曲线

Fig. 6 Change of bottom hole flowing pressure and gas-water production curves of DC1 well group

3 煤层气井井底流压波动的形成机理

3.1 煤层气井排采管控参数协同变化特征

DC1 井组各井井底流压波动过程中,瞬时产水量、产出水温度、套压、瞬时产气量同时存在规律性变化,表明上述 5 个排采管控参数的变化存在密切联系。其中,瞬时产水量、产出水温度略滞后于井底流压波动,而套压、瞬时产气量则明显滞后于井底流压的波动(图 7)。

当煤层气井排采进入气水两相流阶段,特别是在快速提产过程中,煤层气大量解吸并形成连续的气泡占据煤储层孔裂隙空间,进一步破坏了煤层水流动的连续性,此时煤层水主要以大水泡的形式在渗流通道中断续流动;随着排采的进行,有效应力增大导致煤储层渗透率降低,煤层水需要在更大的生产压差下才能克服表面张力向井筒

方向运移,此时以大水泡形式运移的煤层水极易部分堵塞煤层气的运移通道,产生“水锁”或“水阻”效应^[26-28]。当煤层气运移通道被部分堵塞后,气、水在井筒周围不断聚集,导致煤层气井产气量、产水量快速下降;随着排采过程中解吸气体能量不断积聚,渗流通道两端压差逐渐增大,井筒周围聚集的水、气快速涌出,导致煤层气井排采管控参数的剧烈波动^[29]。从 DC1 井组各井排采表现来看,煤储层中周期性的“水涌”及紧随其后的“气涌”导致水、气快速涌出,进而引发管套环空液面位置上升及井底流压快速升高。由于采用了智能排采管控系统,井底流压升高触发抽油机冲次自动上升及瞬时产水量增加,导致井底流压随后快速下降并加剧了煤层气快速解吸、产出,进而引起煤层气井套压与瞬时产水量的同频波动。

煤层气井排采产出水来源于井筒周围煤储层

下倾、上倾方向平面补给与导水断层垂向补给, 产出水温度能够较好地反映产出水来源. 当 DC1-1 井井底流压呈“先升后降”方式波动时, 产出水温

度也呈现先上升、后下降的趋势, 表明“水涌”时快速涌入井筒的地层水、压裂液主要来源于埋深大、温度高的煤储层下倾方向.

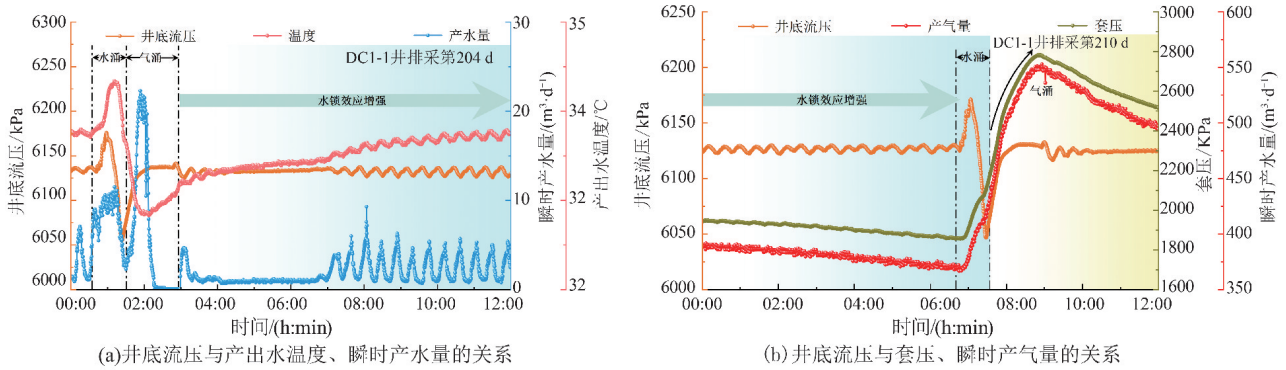


图 7 智能排采管控条件下多参数协同变化特征

Fig. 7 Multi-parameter collaborative changes under the condition of intelligent drainage

3.2 井底流压波动的地质与工程协同控制

为了判断 DC1 井组各井排采过程中是否存在地下水越流补给并量化地层水补给强度, 对压裂施工所配制压裂液及煤系临近含水层 (T_1 yn) Cl^- 质量浓度进行检测, 考虑井上下流体温压条件的差异, 结合区内煤层气井产出液 Cl^- 质量浓度变化分析, 确定井下未受地层水补给的压裂液 Cl^- 质量浓度约为 1.3×10^4 mg/L, 检测临近含水层 Cl^- 质量浓度约为 2.5×10^2 mg/L, 根据式(1)、(2)量化排采过程中每日产出水中地层水的越流补给强度, 结果如式(3)^[30]所示:

$$\begin{aligned} C_p V_p &= C_f V_f + C_b V_b, \\ V_p &= V_f + V_b, \end{aligned} \quad (2)$$

$$\frac{V_p}{V_f} = \frac{(C_f - C_p)}{(C_p - C_b)}, \quad (3)$$

式中: C_p 为产出水 Cl^- 质量浓度, mg/L; C_f 为压裂液 Cl^- 质量浓度, mg/L; C_b 为地层水 Cl^- 质量浓度, mg/L; V_p 为产出水体积, m^3 ; V_b 为地层水体积, m^3 ; V_f 为压裂液体积, m^3 .

由式(3)计算可知, DC1 井组各井地层水越流补给强度存在显著差异(图 8). DC1-1 井日产量较低, 地层水补给弱, 产出水主要来源于注入的压裂液; DC1-2 井日产量略高于 DC1-1 井, 产出水仍以压裂液为主, 地层水补给强度略高于 DC1-1 井; 受临近断层导水的影响, DC1-3 井日产量明显高于 DC1-1 井、DC1-2 井, 且排采过程中长期表现出高产水的特征.

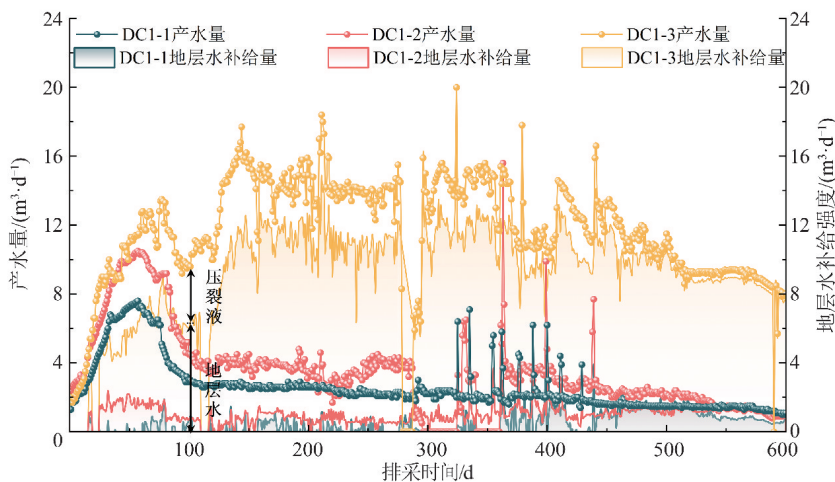


图 8 DC1 井组各井日产量与地层水补给强度差异

Fig. 8 Difference of daily water yield and formation water recharge intensity in DC1 well group

当存在临近含水层越流补给时, 较强的地层 供液能力、较高的储层裂隙水饱和度使煤中水对

裂缝产生较好的支撑作用,缓解了压敏效应与贾敏效应,因此有利于在煤储层中形成稳定的气水两相流动,如 DC1-3 井排采过程中井底流压波动显现最晚,且长期呈“低幅高频型”波动,煤储层未发生强烈的“水锁”与“气涌”现象.当不存在临近含水层越流补给时,煤层裂隙水饱和度低,气水两相流态不稳定,导致强烈的“水锁”、“气涌”现象周期性产生,如 DC1-1 井套压显现后井底流压即表现出“中幅中频型”波动,并在提产过程中进一步增强,长期呈现“高幅低频型”波动. DC1-2 井地层水补给强度介于 DC1-1 井与 DC1-3 井之间,排采过程中长期呈现“中幅中频型”波动.

由于煤储层中气水两相流动所产生的贾敏效应是“水锁”与“气涌”的主要原因^[31],因此煤层气井井底流压波动受到煤储层原始渗透性及水力压裂改造效果的影响(图 9).对于浅埋藏、低地应力、高渗透率、易改造煤储层,井筒周围裂缝导

流能力强,气水两相流动中所形成的贾敏效应弱^[32],气水两相流态相对稳定,周期性“水锁”与“气涌”现象不显著,井底流压波动以“低幅高频型”为主,如 DC1-3 井煤层埋藏较浅,煤储层压力、地应力低,且在临近断层影响下压裂所形成的压裂裂缝延伸远、裂缝支撑效果好,因此后续排采过程中井底流压较稳定.对于深埋藏、高地应力、低渗透率、难改造煤储层,井筒周围裂缝导流能力较弱,气水两相流态不稳定且流动中易形成严重的贾敏效应^[33-34],导致煤层气井直井段高频段塞流、煤储层周期性“水锁”与“气涌”及井底流压“高幅低频型”波动(图 9),如 DC1-1 井煤层埋藏较深,煤储层压力、地应力高,导致压裂施工压力高、加砂难度大,特别是煤层下倾方向压裂裂缝延伸及支撑效果不佳,因此排采过程中井底流压波动较剧烈.

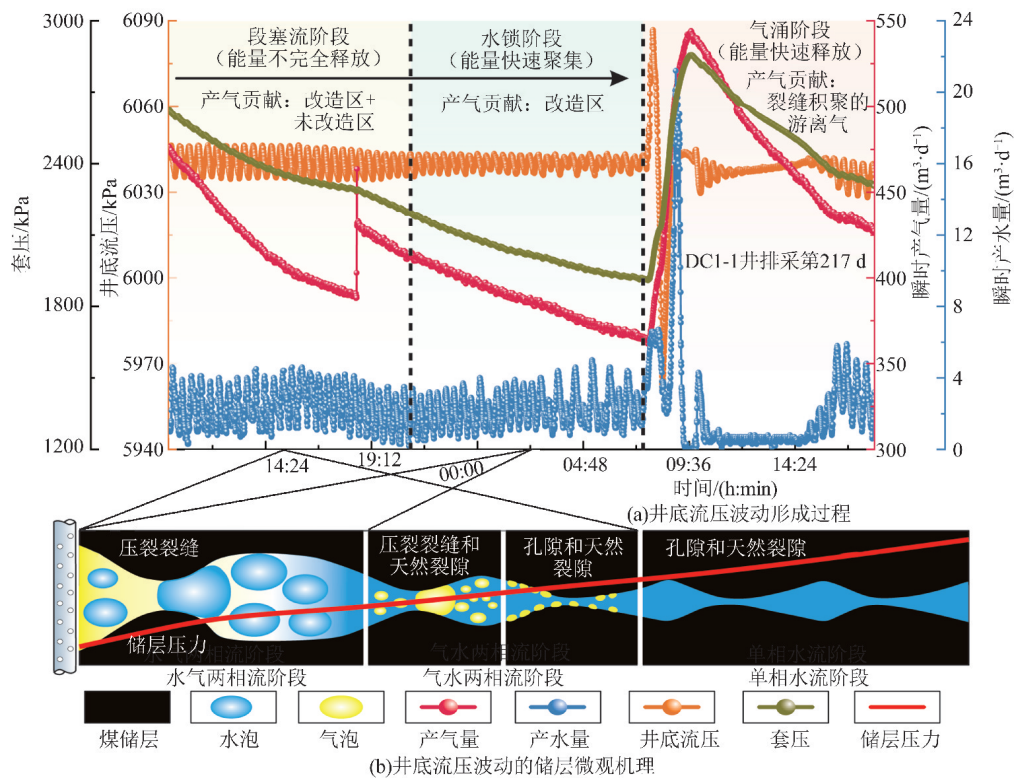


图 9 煤层气井井底流压波动形成过程与储层微观机理

Fig. 9 Formation process and reservoir microscopic mechanism of bottom hole flowing pressure fluctuation in coalbed methane wells

4 井底流压波动的排采响应与控制

4.1 排采强度对井底流压波动的影响

煤层气井排采强度的变化直接影响到煤储层降压与气体解吸速率^[35-37].当井底流压呈高幅低频波动时,适当提高排采强度可缩短发生“气涌”

所需的气体积聚、压差积累时间,具有降低井底流压波动幅度,增大波动频率的效果,在一定程度上可避免煤储层因井底流压剧烈波动而大量吐砂、吐粉.煤层气井产气量提升过程中,适当降低排采强度可抑制煤层气快速解吸,稳定煤储层中气、水两相流动状态,减弱煤储层中“水锁”、“水阻”效

应,进而降低井底流压波动幅度及波动频率.在 DC1-1 井提产初期,井底流压日降幅仅为 7 kPa,井底流压波动较弱,呈现“中幅中频型”波动;为了提高日产气量,于排采第 190 d 提高井底流压日降幅至 10 kPa,井底流压转化为“高幅低频型”波动,并在后续排采中长期维持此井底流压波动状态.

后经多次调整井底流压日降幅,发现井底流压日降幅由 10 kPa 下降至 5 kPa 时可导致井底流压波动频率显著下降;反之,井底流压日降幅由 5 kPa 上升至 13 kPa 时导致井底流压波动频率显著提高(图 10).

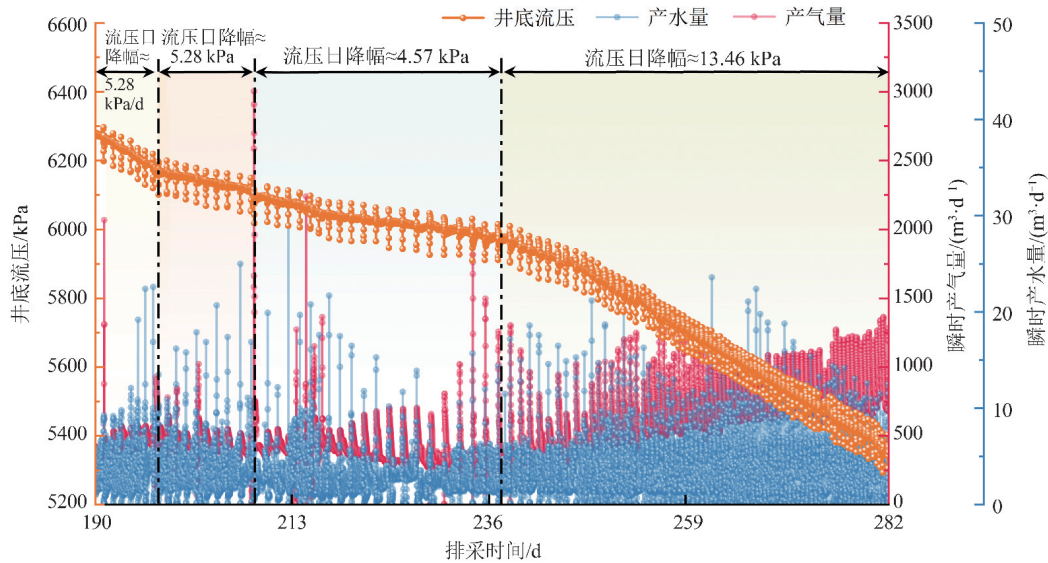


图 10 不同排采强度下 DC1-1 井井底流压波动特征

Fig. 10 Fluctuation characteristics of bottom hole flowing pressure in Well DC1-1 under different drainage intensities

4.2 排采连续性对井底流压波动的影响

煤层气井排采过程的连续性直接影响到井底流压、产气量与产水量等排采参数的稳定控制^[38-40],特别是在煤层气井稳产阶段,长时间或短时间停抽均会导致井底流压的快速回升及瞬时产气量的大幅下降,重新开抽后煤储层中气水两相流态不稳定引起严重的周期性“水锁”与“气涌”. DC1-3 井煤储层渗透率高,压裂改造效果好,并控

范围内地层供液能力强,排采过程中井底流压波动弱,长期呈现“低幅高频型”波动;排采至 569 d, DC1-3 井停泵检修 2 h,停泵期间瞬时产气量快速下降,井底流压升高且波动幅度明显增大;重新开抽后,尽管将排采强度逐渐下降至停泵前的水平,但井底流压波动仍长期存在,且后续排采过程中波动幅度呈缓慢上升趋势(图 11).

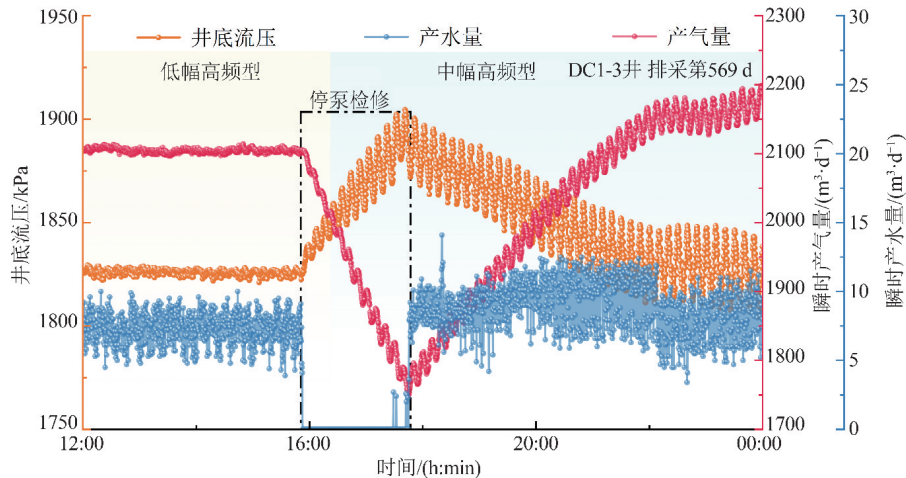


图 11 排采连续性对 DC1-3 井井底流压波动的影响

Fig. 11 The influence of continuous drainage on the fluctuation of bottom hole flowing pressure in Well DC1-3

4.3 套压高低对井底流压波动的影响

煤层气井套压、瞬时产气量波动通常同步或滞后于井底流压波动,反映“气涌”是井底流压波动的重要原因或是储层对井底流压快速降低的响应。排采过程中,维持较高的套压可显著降低管套环空液面位置,进而在井筒中形成较大的气体储集空间。当“气涌”所快速释放的大量煤层气进入管套环空,高套压可对煤层气快速涌出产生缓冲作用,避免套压、井底流压的快速升高及智能排采系统自动大幅上调抽油机冲次,确保“气涌”发生时井底流压的相对稳定;反之,低套压对“气涌”的

缓冲作用较弱,易造成套压、井底流压的大幅上升及抽油机冲次的自动上调,进而引起井底流压的快速大幅波动。为了验证套压高低对井底流压波动的影响,DC1-3 井开展了 700~800 kPa 低套压、900~1 000 kPa 中套压、1 000~1 100 kPa 高套压排采条件下的对比研究,发现低套压、中套压条件下井底流压波动幅度较大,且存在较多的井底流压异常波动点;高套压下井底流压波动幅度明显变小,对井底流压波动产生了一定的缓冲作用(图 12)。

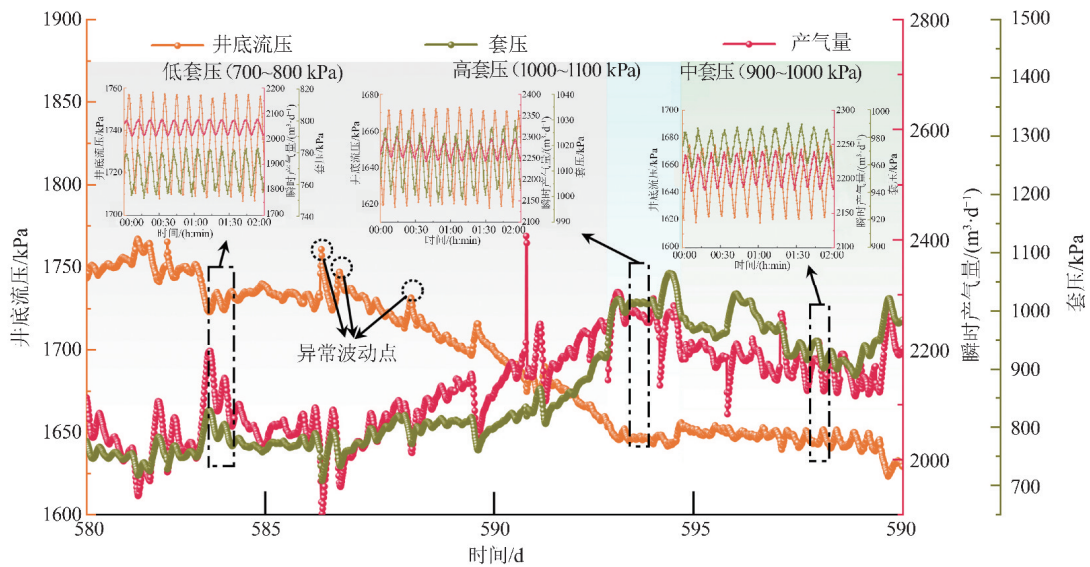


图 12 套压高低对 DC1-3 井井底流压波动的影响

Fig. 12 The influence of casing pressure on the fluctuation of bottom hole flowing pressure in Well DC1-3

4.4 井底流压波动的排采管控原则与措施

由于高应力、低渗、弱含水、难改造煤储层中气水两相流态不稳定及周期性“水锁”、“气涌”是导致煤层气井井底流压波动的主要原因,因此煤层气井产气量提升过程中的井底流压波动不可避免^[41],但可以通过优化排采管控措施来抑制煤层气井井底流压波动,以达到降低井底流压波动幅度,减少煤储层吐砂、吐粉,减弱排采过程中煤储层伤害的目的。

基于黔西复杂构造区煤层气开发地质条件,结合排采强度、排采连续性及套压高低对煤层气井井底流压波动的影响,针对不同地应力及储层渗透性条件,提出抑制井底流压波动的排采管控基本原则:首先,未受井区范围内断裂构造影响、地层水越流补给较弱的低产水井,排采前期应严格控制井底流压日降幅,在产气量快速提升前排出更多的压裂液,在套压显现前压裂液返排率应

不低于 25%,产气量快速提升前压裂液返排率应不低于 35%,以降低煤层气向井筒方向运移时的“水锁”、“水阻”效应;其次,煤层气井产气量提升过程中若发生高幅井底流压波动,可通过调整井底流压日降幅、产气量提升速率等方式尽快稳定煤储层中气水两相流动状态,并通过提高套压对周期性“气涌”产生良好的缓冲作用,进而有效降低井底流压波动幅度;再次,采用带压注水洗泵方式保证煤层气井排采全过程的连续性,特别是在煤层气井快速提产及稳产阶段应尽可能避免长时间停抽所引起的井底流压大幅回升。

基于上述排采管控基本原则,确定 DC1 井组各井排采管控措施。DC1-1 井煤储层渗透率低、压裂改造效果较差、地层水越流补给弱,排采过程中极易因井底流压快速波动导致储层敏感性损伤,因此在排采过程中应采用较低的排采强度,控制控压产气阶段井底流压日降幅为 5~10 kPa、降压

提产阶段井底流压日降幅为 5 kPa 左右,通过延长排采时间以达到保护煤储层、提高井控范围内煤层气采收率的目的。DC1-2 井水力压裂过程中沟通了构造裂隙,煤储层改造效果较好,渗透率相对较高,排采过程中有少量地层水补给,有利于煤储层压降漏斗扩展,因此可适当提高排采强度,控制控压产气阶段井底流压日降幅为 10~15 kPa、降压提产阶段井底流压日降幅为 10 kPa 左右,以提高高压液返排率及储层压降漏斗扩展范围;当井底流压发生较剧烈波动时,可适当降低井底流压日降幅。受井控范围内断裂增渗与导水影响,DC1-3 井主要表现为煤储层渗透率高、地层水越流补给强等特点,排采过程中应采用“低套压+高流压日降幅”的排采工艺,控制套压为 1.0~1.5 MPa,控压产气、降压提产阶段井底流压日降幅为 15~20 kPa,使储层压降漏斗充分扩展,以提高煤层气井产气效果。

5 结 论

1) 受井区范围内断裂构造发育影响,大河边区块内 DC1 井组各井煤储层特征、压裂改造效果及气水产出特征存在显著差异,排采过程中井底流压波动可划分为高幅低频、中幅中频、低幅高频、中幅高频 4 种类型。套压显现前,各井井底流压无波动;套压显现后,井底流压发生周期性波动,且随着产气量快速提升及产水量快速下降,井底流压波动幅度、频率均呈现增大趋势。

2) 煤层气井排采过程中,井底流压、套压、瞬时产气量、瞬时产水量与产出水温度 5 个参数的协同变化表明:井筒周围煤储层中气水两相流态不稳定,低导流能力孔裂隙网络中发生“水锁”导致解吸煤层气不断积聚,“气涌”后套压快速上升是井底流压周期性波动的原因。受此影响,深埋藏、高地应力、低渗透率、难改造煤层气藏开发过程中更容易产生严重的井底流压波动。

3) 煤层气井井底流压波动受排采强度、排采连续性、套压高低的影响。低产水井排采前期应合理控制井底流压日降幅,使产气量快速提升前能够排出更多的压裂液;产气量提升过程中可通过调整排采强度、提高套压等方式抑制井底流压大幅波动;应采用带压注水洗泵方式保证煤层气井排采过程的连续性,特别是在快速提产及稳产阶段应尽可能避免长时间停抽。

4) 未受断裂构造影响的煤层气井,所开发煤层气藏普遍具有高地应力、低渗透率、难改造、低

产水的特点,应适当降低煤层气井排采过程中的井底流压日降幅,以避免产气量提升时井底流压剧烈波动;受井控范围内断裂构造影响的煤层气井,所开发煤层气藏普遍具有低地应力、高渗透率、易改造、中高产水的特点,可适当提高煤层气井的排采强度,使煤储层压降漏斗充分扩展。

参考文献:

- [1] WU X S, SUN Z T, YANG T T, et al. Global progress in exploration and development of unconventional hydrocarbons and assessment of resources potential[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2020, 36(4): 1-17.
- [2] 张雷,徐凤银,李子玲,等.煤层气田单/合层开发影响因素分析及应用——以保德区块为例[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(9): 68-77.
ZHANG Lei, XU Fengyin, LI Ziling, et al. Analysis on influencing factors of single/multi-layer development of coalbed methane field: A case study of Baode Block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(9): 68-77.
- [3] 桑树勋,郑司建,刘世奇,等.煤系气及深部煤层气高效勘探开发若干研究进展[J/OL]. *中国矿业大学学报*, 1-25 [2024-12-21]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1152.TD.20241218.1048.002.html>.
SANG Shuxun, ZHENG Sijian, LIU Shiqi, et al. Difference characteristics and main controlling factors in gas-bearing of coal seams in Liupanshui Area[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 1-25 [2024-12-21]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1152.TD.20241218.1048.002.html>.
- [4] SONG L, TANG D Z, PAN Z J, et al. Geological conditions of deep coalbed methane in the eastern margin of the Ordos Basin, China: Implications for coalbed methane development[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 53: 394-402.
- [5] 侯晓伟,朱炎铭,付常青,等.沁水盆地压裂裂缝展布及对煤系“三气”共采的指示意义[J]. *中国矿业大学学报*, 2016, 45(4): 729-738.
HOU Xiaowei, ZHU Yanming, FU Changqing, et al. Fractures distribution of Qinshui basin and its indicative significance to unconventional gas co-exploration in coal measures[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2016, 45(4): 729-738.
- [6] 杨兆彪,李存磊,郭巧珍,等.新疆准噶尔盆地白家海凸起深部煤层气不同赋存态分配规律[J/OL]. *中国矿业大学学报*, 1-11 [2024-10-15]. <https://doi.org/10.13247/j.cnki.jcumt.20240080>.

- YANG Zhaobiao, LI Cunlei, GUO Qiaozhen, et al. Distribution patterns of various occurrence states of deep coalbed methane in the Baijiahai uplift, Junggar basin, Xinjiang[J/OL]. Journal of China University of Mining & Technology, 1-11 [2024-10-15]. <https://doi.org/10.13247/j.cnki.jcumt.20240080>.
- [7] HOSSAIN M M, RAHMAN M K, RAHMAN S S. Hydraulic fracture initiation and propagation: Roles of wellbore trajectory, perforation and stress regimes [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2000, 27(3):129-149.
- [8] 杨焦生, 赵洋, 王玫珠, 等. 沁水盆地南部煤层气压裂、排采关键技术研究[J]. 中国矿业大学学报, 2017, 46(1):131-138.
- YANG Jiaosheng, ZHAO Yang, WANG Meizhu, et al. Study of key technologies on carbonaceous methane and drainage in the southern Qinshui basin [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2017, 46(1):131-138.
- [9] 李瑞, 王生维, 吕帅锋, 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.
- [10] 刘世奇, 赵贤正, 桑树勋, 等. 煤层气井排采液面-套压协同管控——以沁水盆地樊庄区块为例[J]. 石油学报, 2015, 36(增1):97-108.
- LIU Shiqi, ZHAO Xianzheng, SANG Shuxun, et al. Cooperative control of working fluid level and casing pressure for coalbed methane production: A case study of Fanzhuang block in Qinshui Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(Sup 1):97-108.
- [11] 王小东, 石军太, 郝鹏灵, 等. 深部煤层气井合理排采制度优化设计研究——以鄂尔多斯盆地东缘神府区块为例[J]. 地质与勘探, 2024, 60(4):850-862.
- LI Xiaodong, SHI Juntao, HAO Pengling, et al. Optimal design of rational drainage schedule for deep coalbed methane wells: Taking the Shenfu Block in Eastern Ordos Basin as an example [J]. Geology and Exploration, 2024, 60(4):850-862.
- [12] 朱庆忠. 沁水盆地高煤阶煤层气高效开发关键技术与实践[J]. 天然气工业, 2022, 42(6):87-96.
- ZHU Qingzhong. Key technologies and practices for efficient development of high-rank CBM in the Qinshui Basin [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6):87-96.
- [13] JIANG W, WU C F, WANG Q, et al. Interlayer interference mechanism of multi-seam drainage in a CBM well: An example from Zhucang syncline [J]. International Journal of Mining Science and Technology, 2016, 26(6):1101-1108.
- [14] 王瑞飞, 陈军斌, 孙卫. 特低渗透砂岩油田开发贾敏效应探讨——以鄂尔多斯盆地中生界延长组为例[J]. 地质科技情报, 2008(5):82-86.
- WANG Ruifei, CHEN Junbin, SUN Wei. Jamin Effect in the ultra-low permeability sandstone oil field development: An example from Yanchang Formation of Mesozoic Strata [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2008(5):82-86.
- [15] XU H, TANG D Z, TANG S H, et al. A dynamic prediction model for gas-water effective permeability based on coalbed methane production data [J]. International Journal of Coal Geology, 2014, 121:44-52.
- [16] SU X B, YAO S, SONG J X, et al. The discovery and control of slug flow in coalbed methane reservoir [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 172:115-123.
- [17] 王浩. 煤层气运移产出两相流的流态多样性及其影响因素研究[D]. 焦作: 河南理工大学, 2020.
- WANG Hao. Study on the flow pattern diversity and its influencing factors in the two-phase flow stage of coalbed methane migration [D]. Jiaozuo: Henan Polytechnic University, 2020.
- [18] 范耀, 张群. 顾桥井田煤层气井生产周期性波动问题原因分析与预防[J]. 煤炭学报, 2018, 43(5):1373-1380.
- FAN Yao, ZHANG Qun. Cause analysis and preventive measures of cyclical fluctuation of coalbed methane production wells in Guqiao coalfield [J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(5):1373-1380.
- [19] 郑自刚, 余光明, 雷欣慧, 等. 低渗透储层注水开发贾敏效应实验研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(3):142-147.
- ZHENG Zigang, YU Guangming, LEI Xinhui, et al. Test and analysis of Jamin Effect in waterflooding of low permeability reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3):142-147.
- [20] 梁天博, 马实英, 魏东亚, 等. 低渗透油藏水锁机理与助排表面活性剂的优选原则[J]. 石油学报, 2020, 41(6):745-752.
- LIANG Tianbo, MA Shiying, WEI Dongya, et al. Water blocking mechanism of low-permeability reservoirs and screening principle of flowback surfactants [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(6):745-752.

- [21] 刘博峰,张庆九,陈鑫,等.致密油储层压裂液渗吸特征及水锁损害评价[J].断块油气田,2021,28(3):318-322.
LIU Bofeng,ZHANG Qingjiu,CHEN Xin,et al. Imbibition characteristics of fracturing fluid in tight oil reservoir and water lock damage evaluation [J]. Fault-Block Oil & Gas Field,2021,28(3):318-322.
- [22] 李宁,王有伟,张绍俊,等.致密砂岩气藏水锁损害及解水锁实验研究[J].钻井液与完井液,2016,33(4):14-19.
LI Ning,WANG Youwei,ZHANG Shaojun,et al. Study on water block in tight sandstone gas reservoirs and solutions thereof [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid,2016,33(4):14-19.
- [23] 熊至宜,张云,张丽稳,等.煤层气井筒气液两相流数值模拟[J].中国石油大学学报(自然科学版),2023,47(2):153-159.
XIONG Zhiyi,ZHANG Yun,ZHANG Liwen. Numerical simulation on gas-liquid two-phase fluid in coal-bed methane wellbore[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023,47(2):153-159.
- [24] ZHU Q Z, LIN L, LIU Z, et al. Coalbed methane diffusion and water blocking effects investigated by mesoscale all-atom molecular dynamic simulations [J]. RSC Advances,2020,10(68):41747-41754.
- [25] JIA L,XIN L,YI X,et al. Numerical evaluation on multiphase flow and heat transfer during thermal stimulation enhanced shale gas recovery[J]. Applied Thermal Engineering,2020,178:115554.
- [26] WANG Z Y,CHEN K S,PAN S W,et al. Experimental research on the transformation of gas-oil two-phase flow pattern in large vertical annulus[J]. Geoenery Science and Engineering, 2024, 240:213035.
- [27] KIRAN R, AHMED R, SALEHI S. Experiments and CFD modelling for two phase flow in a vertical annulus[J]. Chemical Engineering Research and Design,2020,153:201-211.
- [28] 刘世奇,王鹤,桑树勋,等.无烟煤储层煤层水的相变传质过程及其煤层气开发的工程启示[J].煤炭学报,2023,48(8):3138-3150.
LIU Shiqi,WANG He,SANG Shuxun,et al. Phase change and mass transfer process of coalbed water in anthracite reservoir and its engineering inspiration for coalbed methane development [J]. Journal of China Coal Society,2023,48(8):3138-3150.
- [29] 毛得雷,康永尚,李树新,等.韩城煤层气田煤层气井排采精细控制模式研究[J].煤炭科学技术,2018,46(6):138-142.
MAO Deyi,KANG Yongshang,LI Shuxin,et al. Study on fine control mode of gas drainage from coalbed methane wells in Hancheng Coalbed Methane Field[J]. Coal Science and Technology,2018,46(6):138-142.
- [30] 郭权.压裂井极限抽汲返排率的确定[J].科学技术与工程,2011,11(26):6444-6446.
GUO Quan. The determine of limited swabbing flowback rate of fracturing wells[J]. Science Technology and Engineering,2011,11(26):6444-6446.
- [31] SU X B,WANG Q,SONG J X,et al. Experimental study of water blocking damage on coal[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 156: 654-661.
- [32] 周效志,桑树勋,易同生,等.煤层气合层开发上部产层暴露的伤害机理[J].天然气工业,2016,36(6):52-59.
ZHOU Xiaozhi,SANG Shuxun,YI Tongsheng,et al. Damage mechanism of upper exposed producing layers during CBM multi-coal seam development [J]. Natural Gas Industry,2016,36(6):52-59.
- [33] 于萌,孙晓飞,欧阳传湘,等.多方法定量评价低渗储层贾敏效应影响因素——以塔里木油田轮古7井区为例[J].西安石油大学学报(自然科学版),2012,27(3):59-62.
YU Meng,SUN Xiaofei,OUYANG Chuanxiang,et al. Quantitative evaluation of Jamin effect in low-permeability reservoirs using multiple methods: Taking Lungu-7 wellblock in Tarim Oilfield as an example[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition),2012,27(3):59-62.
- [34] 李志鹏,林承焰,董波,等.影响低渗透油藏注水开发效果的因素及改善措施[J].地学前缘,2012,19(2):171-175.
LI Zhipeng,LIN Chengyan,DONG Bo,et al. Improvement measures and influencing factors of the water flood development of low permeability reservoirs[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 171-175.
- [35] 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.
- [36] 刘江,桑树勋,周效志,等.六盘水地区煤层气井

- 合层排采实践与认识[J]. 煤田地质与勘探, 2020, 48(3):93-99.
- LIU Jiang, SANG Shuxun, ZHOU Xiaozhi, et al. Practice and understanding of multi-layer drainage of CBM wells in Liupanshui area[J]. Coal Geology & Exploration, 2020, 48(3):93-99.
- [37] 王 凯, 郝少伟, 陈瑞杰, 等. 五里墩井田煤层气井单相水流阶段合理降幅的确定[J]. 中国矿业, 2024, 33(3):212-218.
- WANG Kai, HAO Shaowei, CHEN Ruijie, et al. Determination of reasonable reduction in single-phase water flow stage of coalbed methane wells in Wuli-hou Mine Field[J]. China Mining Magazine, 2024, 33(3):212-218.
- [38] 陈 明, 王大猛, 余莉珠, 等. 大宁—吉县区块深部煤层气井排采制度研究与实践[J/OL]. 煤炭学报, 1-11 [2024-07-30]. <https://doi.org/10.13225/j.cnki.jccs.2024.0318>.
- CHEN Ming, WANG Dameng, YU Lizhu, et al. Drainage system research and application of deep coalbed methane gas reservoirs in the Daning—Jixian block[J/OL]. Journal of China Coal Society, 1-11[2024-07-30]. <https://doi.org/10.13225/j.cnki.jccs.2024.0318>.
- [39] 曾雯婷, 徐凤银, 张 雷, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气排采工艺技术进展与启示[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2):23-32.
- ZENG Wenting, XU Fengyin, ZHANG Lei, et al. Deep coalbed methane production technology for the eastern margin of the Ordos Basin: Advances and their implications[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2):23-32.
- [40] 陈畅然, 周效志, 赵福平, 等. 薄-中厚煤层群煤层气井高产的地质与工程协同控制技术——以贵州织纳煤田文家坝区块为例[J]. 天然气工业, 2023, 43(1):55-64.
- CHEN Changran, ZHOU Xiaozhi, ZHAO Fuping, et al. Geological and engineering collaborative control technology for high production of CBM wells in thin-medium-thick coal seam clusters: A case study of Wenjiaba block in the Zhina Coalfield, Guizhou [J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1):55-64.
- [41] CHEN Y X, LIU D M, YAO Y B, et al. Dynamic permeability change during coalbed methane production and its controlling factors[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 25:335-346.

(责任编辑 沈 菊 全 腾)