

煤层气储层远井带应力动态变化定量表征

李国庆^{1,2,4}, 王敬国², 安庆², 熊春雷², 李富忠^{1,3}, 刘佳琳¹, 刘亮亮⁴, 张江华⁴

(1.中国地质大学(武汉)资源学院, 湖北 武汉 430074;

2.新疆维吾尔自治区地质局 煤田地质中心, 新疆 乌鲁木齐 830099;

3.中煤科工集团武汉设计研究院有限公司 湖北 武汉 430064;

4.煤与煤层气共采全国重点实验室 山西 晋城 048000)

摘要: 应力是煤层气安全高效开发的关键影响因素之一,而目前针对煤层气储层应力大小、应力机制动态以及有效应力拐点定量表征的研究报道少见。应用弹性理论,基于单轴应变、垂向荷载不变假设,考虑甲烷解吸引起的弹性模量变化,建立远井带煤层气储层应力动态数学模型,推导水平有效主应力-储层压力曲线拐点处的储层压力解析解,探讨了远井带储层有效主应力大小及应力机制的变化规律。结果表明,远井带储层垂直有效主应力在排采过程中持续增加;水平有效主应力在排水阶段单调增加,在采气阶段先增加后减小;初始正断层应力机制始终保持不变,而初始走滑断层、初始逆断层应力机制分别有3种、6种可能的演化模式:(I排水阶段)走滑-(II产气阶段)走滑、走滑-(走滑-正)、(走滑-正)-正;逆-逆、逆-(逆-走滑)、逆-(逆-走滑-正)、(逆-走滑)-走滑、(逆-走滑)-(走滑-正)、(逆-走滑-正)-正。深部储层主应力差、渗透性随排采呈增大趋势;浅部逆断层应力机制储层可通过二次压裂改善其渗透性。研究认识可为储层稳定性分析、生产动态预测及开发方案优化提供借鉴。

关键词: 煤层气; 储层应力; 应力机制; 远井带; 排采

中图分类号: P618、TE122 **收稿日期:** 2025-9-28

A Preliminary Study on Quantitative Characterization of Stress Variation in the Far-Well Zone of Coalbed Methane Reservoirs

LI Guoqing^{1,2,4}, WANG Jingguo², AN Qing², XIONG Chunlei², LI Fuzhong^{1,3}, LIU Jialin¹, LIU

Liangliang⁴, ZHANG Jianghua⁴

(1.School of Earth Resources, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, China;

2. Coal Geology Center, Xinjiang Uygur Autonomous Region Bureau of Geology, Urumqi 830099, China;

3. Wuhan Design & Research Institute Co. Ltd. of China Coal Technology & Engineering Group, Wuhan 430064, China

4. State Key Laboratory of Coal and CBM Co-Mining, Jincheng, Shanxi 048000, China)

Abstract: Stress is one of the key factors that influence the safe and efficient development of coalbed methane (CBM). However, there are currently limited reports on the variation of CBM reservoir stress magnitude and stress regime, and the quantitative characterization of the inflection point of effective stress. Applying elasticity theory, based on the assumption of uniaxial strain and considering the variations in elastic modulus caused by methane desorption, a mathematical model of stress variation of CBM reservoir far from the borehole was established, the analytical solution for reservoir pressure at the inflection point of the horizontal effective principal stress vs reservoir pressure curve was derived, and the variations in the magnitude and stress regime of the effective principal stress of reservoir far from a CBM well during reservoir pressure depletion were analyzed. The results indicate that, during reservoir pressure depletion, for the CBM reservoir where is affected by gas well drainage but not adjacent to the gas well, the vertical effective principal stress continues to rise; the horizontal effective principal stress rises monotonically during the dewatering only stage and first rises then declines during the gas production stage. During the reservoir pressure depletion, the initial normal faulting stress regime of the reservoir remains unchanged; there are three and six possible evolution modes for the initial strike-slip and reverse faulting stress regimes: from strike-slip (in the dewatering stage) to strike-slip (in the gas production stage), strike-slip-(strike-slip-normal), (strike-slip-normal) to normal; reverse-reverse, reverse-(reverse-strike slip), reverse-(reverse-strike slip-normal), (reverse-strike slip)-strike slip, (reverse-strike

基金项目: 国家自然科学基金项目(42072204); 山西省煤基低碳联合基金重点项目(U1910204); 煤与煤层气共采全国重点实验室开放基金项目(2024KF02); 新疆维吾尔自治区地质局科技创新团队项目(XJGBST202626)

第一作者: 李国庆(1980-), 男, 博士, 副教授, 主要从事非常规油气地质、矿井地质教学与科研。ORCID: 0000-0002-3463-6715. E-mail: ligq@cug.edu.cn

slip) –(strike slip–normal), (reverse–strike slip–normal)–normal. For the deep CBM reservoir, with the depletion of reservoir, there is an increasing trend of principal stress difference and reservoir permeability; for the shallow reservoir in a reverse faulting stress regime, second hydraulic fracturing can be used to improve the reservoir permeability. The research outcomes can provide reference for reservoir stability analysis, production performance prediction, and development plan optimization.

Keywords: coalbed methane; reservoir stress; stress regime; far-well zone; drainage and production

注入和抽取流体必然引起储层流体压力、应力及渗透性持续发生变化,导致储层及围岩发生移动、变形甚至破坏,甚至诱发各类工程事故或地质环境问题(Zhang et al., 2025)。掌握储层应力动态变化规律对于实现煤层气安全高效开发具有重要意义,而目前相关研究报道较少。

作为一种随时空变化的不稳定物理场,应力场是影响煤层含气性与渗透性的关键因素之一。煤层渗透率与有效应力之间存在负指数关系,基质收缩效应导致水平应力降低、渗透率升高(Shi and Durucan, 2005; Pan and Connell, 2011; Fan and Liu, 2018)。在煤层气井排采过程中,储层流体压力、应力及渗透率均呈动态变化,并可能诱发井壁失稳、产出大量煤粉等现象(Moore et al., 2011; Li et al., 2019; 常闯等, 2023)。在煤层弹性变形阶段,其渗透率主要受有效应力效应、基质收缩/膨胀效应和气体滑脱效应的影响(汤达祯等, 2014, 郭依宝等, 2018);而在塑性变形阶段,煤层发生剪切变形,产生大量煤粉,容易堵塞裂隙,导致渗透性下降,或者煤层发生剪胀作用,裂隙张开,导致渗透性增加(Lu and Connell, 2016; 皇凡生等, 2017)。裂隙是主要的渗流通道,其发育程度及开度直接影响渗透率大小。现存裂隙重新张开压力与埋深、裂隙面走向与最大主应力方位之间夹角呈正相关(Liu et al., 2023; Zhang et al., 2023)。根据试井及煤矿井下测试数据,煤层应力机制随深度而变化,一般在浅部表现为挤压型逆断层应力机制,在深部表现为伸展型的正断层应力机制(孟召平等, 2010; Chen et al., 2017; Li et al., 2019; 康红普等, 2019; 鞠玮等, 2020)。储层渗透率、产气量与最小主应力大小呈负相关关系;主应力差越大,越有利于盖层的封闭以及煤层压裂增透(Huang and Ghassemi, 2015; Feng and Harpalani, 2016)。Powder River 盆地局部厚度大于 18 m 的煤层最小水平主应力明显低于垂直应力,高泵速洗井作业容易诱发垂直裂缝(Colmenares and Zoback, 2007)。煤层气储层流体压力衰竭和解吸引起的基质收

缩均会导致应力的变化,吸附膨胀应力与体积模量、吸附应变正相关,强吸附应变的软煤与弱吸附应变的硬页岩可能具有类似的吸附膨胀应力(Espinoza et al., 2015; Zhang et al., 2019)。在井筒附近的近井带,储层压力和垂向荷载具有明显变化,不满足单轴应变和垂向荷载不变假设,采用 Shi-Durucan 与 Palmer-Mansoori 模型预测渗透率会带来显著偏差,而在距离井筒数米或十几米之外的远井带储层垂向荷载变化不大,符合单轴应变假设(Connell, 2009)。在煤炭采动作用下,工作面围岩主应力主轴发生偏转,可能导致断层面剪应力增加、正应力减小,从而诱发断层活化(赵毅鑫等, 2018)。常规油气储层流体压力衰竭会引起围岩应力及其应力机制的变化,也可能导致断层活化,并对应力场产生进一步扰动(Segall and Fitzgerald, 1998; Zoback, 2007)。在煤层气储层排采过程中,有效应力效应导致储层有效应力增加,而基质收缩效应则可能引起储层应力减小(Espinoza et al., 2015; Zhang et al., 2019; 章朋等, 2023)。在澳大利亚 Bowen 和 Surat 盆地的断层附近及岩性变化地段,煤层应力发生很大的变化,最大水平主应力的方位随平面位置及深度变化而发生明显偏转;大多数开放性裂隙的方位角与最大主应力方位角近平行或两者夹角呈小于 40°,大部分高渗煤层分布在应力发生偏转的区域,且其应力体制主要为走滑断层、正断层应力体制(Tavener et al., 2017)。

煤层是一种具有吸附性的双孔隙介质,存在基质吸附膨胀、解吸收缩特性,其力学行为与常规油气储层存在明显差异,目前有关于煤层气储层应力及应力机制变化规律的研究认识不充分,对煤层气储层有效应力在排采什么阶段达到峰值缺乏定量预测方法。基于单轴应变和垂向荷载不变假设,考虑甲烷解吸引起的弹性模量变化,建立远井带煤层气储层应力动态数学模型,分析在气井排采过程中远井带储层有效主应力大小及应力机制的变化规律,推导水平有效主应力随储层压力变化曲线拐点的解析解,对远井带煤层气储层应力动态变化

定量表征进行了初步探讨, 研究认识可为储层开发井网部署、稳定性分析、生产动态预测等提供借鉴。

1 煤层气储层应力变化数学模型

1.1 地应力及应力机制

应力指物体内部单位面积上所承受的力, 是时间和空间的函数, 空间一点的应力状态需采用二阶张量定量描述。地质体中某一点的应力状态是由成岩、风化、加热、冷却、孔隙弹性变形与应力松弛等因素综合作用的结果 ((Espinoza et al., 2015)。岩石的非均质性、力学与渗透性各向异性以及地质构造作用等因素使得地质体的应力状态十分复杂。地应力随岩性、岩石力学性质及埋深等因素变化, 空间点的应力状态一般用主应力大小及方向来定量表达。在埋深超过几十米时, 主应力方位一般在垂直和水平方向上。常用的地应力测试方法包括应力恢复法、应力解除法、水压致裂法、钻孔崩落法、声发射凯瑟效应法(Kaiser 法)等。其中, 水压致裂法是测量最小主应力最实用、最可靠的方法。

垂直主应力一般由下式估算 (Zoback, 2007):

$$\sigma_v = \rho_{\text{avg}} g H \quad (1)$$

其中, σ_v 为垂直主应力, MPa; 为上覆岩层的平均密度, 约为 2.3g/cm^3 ; g 为重力加速度, 9.81m/s^2 ; H 为埋深, m。

一般通过扩展的漏失试验 (XLOTs, Extended leak-off tests) 实测储层最小主应力, 最小主应力(σ_3)近似等于瞬时关井压力 (ISIP, Instantaneous shut-in pressure)。

$$\sigma_3 = \text{ISIP} \quad (2)$$

其中, σ_3 为最小主应力, MPa; ISIP 为瞬时关井压力, MPa。

若最小主应力在水平应力中, 则最大水平应力可估计为:

$$\sigma_{\text{Hmax}} = 3\sigma_{\text{hmin}} - p_b - \alpha p_p \quad (3)$$

其中, σ_{Hmax} 为最大水平主应力, MPa; σ_{hmin} 为最小水平主应力, MPa; p_b 为地层破裂压力, MPa; α 为 Biot 系数, 无量纲, $0 < \alpha \leq 1$; p_p 为孔隙流体压力, MPa。

根据 Anderson 的分类方案, 地应力机制可分为三类: 正断层、逆断层和走滑断层应力机制 (表 1)。根据主应力大小和 Anderson 的分类方案, 可以确定煤层气储层的应力机制。

表 1 Anderson 应力机制分类 (Anderson, 1905)
Table 1 Anderson stress regime classification

(Anderson, 1905)			
应力机制	主应力配置		
	σ_1	σ_2	σ_3
正断层	σ_v	σ_{Hmax}	σ_{hmin}
走滑断层	σ_{Hmax}	σ_v	σ_{hmin}
逆断层	σ_{Hmax}	σ_{hmin}	σ_v

其中, σ_1 、 σ_2 和 σ_3 分别为最大、中间和最小主应力, MPa。

1.2 储层应力变化数学模型

单轴应变模型假设 (Zoback, 2007): (1) 储层的水平应变增量可近似为 0; (2) 主应力在垂直方向与水平方向上, 储层为力学各向同性, 最大水平主应力增量等于最小水平主应力增量; (3) 在储层压力枯竭的过程中, 垂直总应力保持不变。当储层水平延伸的距离与其厚度之比大于 10:1 时, 可以近似认为储层的水平应变为零, 近水平煤层满足该单轴应变假设, 其数学表达如下:

$$\begin{cases} \Delta \varepsilon_{\text{hmin}} = \Delta \varepsilon_{\text{Hmax}} = 0 \\ \Delta \sigma_{\text{hmin}} = \Delta \sigma_{\text{Hmax}} \\ \Delta \sigma_v = 0 \end{cases} \quad (4)$$

其中, $\Delta \varepsilon_{\text{hmin}}$ 为最小水平应变增量, 无量纲; $\Delta \varepsilon_{\text{Hmax}}$ 为最大水平应变增量, 无量纲; $\Delta \sigma_{\text{hmin}}$ 为最小水平主应力增量, MPa; $\Delta \sigma_{\text{Hmax}}$ 为最大水平主应力增量, MPa; $\Delta \sigma_v$ 为垂直主应力增量, MPa; Δ 表示变量的增量。

煤层气储层压力衰竭过程可分为两个阶段: 排水阶段和气体解吸阶段, 两个阶段具有不同的应力变化特征。

1) 排水阶段

假设煤层气储层均质且各向同性, 根据 Hook 定律和 Biot 有效应力原理, 可以推导出水平应变与水平有效应力的关系 (Goult, 2003):

$$\varepsilon_{\text{hmin}} = \varepsilon_{\text{Hmax}} = \frac{1}{E} [\sigma_{\text{hmin}}^e - \nu (\sigma_{\text{Hmax}}^e + \sigma_v^e)] - \frac{1}{3K_s} p_p \quad (5)$$

其中, $\varepsilon_{\text{hmin}}$ 为最小水平应变, 无量纲; $\varepsilon_{\text{Hmax}}$ 为最大水平应变, 无量纲; E 为弹性模量, MPa; σ_{hmin}^e 为最小水平有效主应力, MPa; ν 为泊松比, 无量纲; σ_{Hmax}^e 为最大水平有效主应力, MPa; σ_v^e 为垂直有效主应力, MPa; K_s 为煤颗粒体积模量, MPa; 上标 e 表示有效应力。

根据 Biot 有效应力原理, 可得:

$$\sigma_{ij}^e = \sigma_{ij} - \alpha \delta_{ij} p_p \quad (6)$$

其中, σ_{ij}^e 为有效应力, MPa; σ_{ij} 为总应力, MPa; δ_{ij} 为 Kronecker 函数, 当 $i=j$ 时, $\delta_{ij}=1$; 当 $i \neq j$

时, $\delta_{ij}=0$ 。

根据弹性理论, 存在以下关系:

$$E = 3K(1 - 2\nu) \quad (7)$$

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_s} \quad (8)$$

其中, K 为煤的表观体积模量, MPa。

固体颗粒的体积模量比表观体积模量高 1~2 个数量级, 即 $K_s \gg K$ 。由于颗粒的体积模量较高, 且储层压力变化较小, 因此, 储层压力引起的应变可以忽略不计。

将式(4)、式(6)、式(7)代入式(5), 对 p_p 求导, 可得水平主应力、水平有效主应力随储层压力的变化率, 如式(9)、式(10)所示。

$$\frac{\Delta\sigma_{Hmax}}{\Delta p_p} = \frac{\Delta\sigma_{hmin}}{\Delta p_p} = \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} \quad (9)$$

$$\frac{\Delta\sigma_{Hmax}^e}{\Delta p_p} = \frac{\Delta\sigma_{hmin}^e}{\Delta p_p} = -\alpha \frac{\nu}{1-\nu} \quad (10)$$

2) 气体解吸阶段

根据热孔隙弹性理论, 储层有效应力增量可表示为:

$$\Delta\sigma_{ij}^e = 2G\Delta\varepsilon_{ij} + \lambda\delta_{ij}\Delta\varepsilon_v + K\alpha_T\Delta T\delta_{ij} \quad (11)$$

其中, G 为剪切模量, MPa; λ 为拉梅常数, MPa; $\Delta\varepsilon_v$ 为体积应变增量, 无量纲; α_T 为线性热膨胀系数, $1/K$; ΔT 为温度增量, K。

为了定量表征甲烷吸附/解吸诱导的体积应变对有效应力的影响, 基于 Langmuir 等温

线模型建立如下数学模型:

$$\alpha_T\Delta T = \varepsilon_{max} \left(\frac{p_p}{p_L+p_p} - \frac{p_d}{p_L+p_d} \right) \quad (12)$$

其中, ε_{max} 为最大体积应变, 无量纲; p_L 为体积应变为最大体积应变一半时的储层孔隙流体压力, 近似等于 Langmuir 压力, MPa; p_d 为临界解吸压力, MPa。

与常规油气储层不同, 煤层气储层在甲烷解吸/吸附过程中会发生一定的物性变化。甲烷解吸导致弹性模量上升, 吸附则导致弹性模量下降, 弹性模量与储层孔隙流体压力的关系如下(Sampath, 2019; Zhang et al, 2020; 章朋等, 2022):

$$E(p_p) = E_0 - \frac{\Delta E_{max} p_p}{p_E + p_p} \quad (13)$$

其中, $E(p_p)$ 表示储层孔隙流体压力等于 p_p 时的弹性模量, MPa; E_0 为不含吸附气体的初始弹性模量, MPa; ΔE_{max} 为储层孔隙流体压力接近无穷大时的最大弹性模量增量, MPa; p_E 为拟合得到的弹性模量增量为最大值一半时的储层孔隙流体压力, MPa。

由于弹性模量增量与吸附体积应变密切相关, 可近似认为 $p_E = p_L$ 。结合式(11)-(13), 可得气体解吸阶段水平主应力增量与储层孔隙流体压力增量的关系为:

$$\Delta\sigma_{Hmax} = \Delta\sigma_{hmin} = \alpha \frac{(1-2\nu)}{1-\nu} (p_p - p_0) + \frac{1}{3(1-2\nu)} \varepsilon_{max} \left(\frac{p_p}{p_L+p_p} - \frac{p_d}{p_L+p_d} \right) \left(E_0 - \frac{\Delta E_{max} p_p}{p_E + p_p} \right) \quad (14)$$

综上所述, 煤层气储层压力衰竭过程中

水平有效主应力变化的数学模型可表示为:

$$\sigma_{Hmax}^e(p_p) = \begin{cases} \sigma_{Hmax0} + \alpha \frac{(1-2\nu)}{1-\nu} (p_p - p_0) - \alpha p_p, & p_p > p_d \\ \sigma_{Hmax0} + \alpha \frac{(1-2\nu)}{1-\nu} (p_p - p_0) + \frac{1}{3(1-2\nu)} \cdot \varepsilon_{max} \cdot \left(\frac{p_p}{p_L+p_p} - \frac{p_d}{p_L+p_d} \right) \left(E_0 - \frac{\Delta E_{max} p_p}{p_E + p_p} \right) - \alpha p_p, & p_p \leq p_d \end{cases} \quad (15)$$

$$\sigma_{hmin}^e(p_p) = \begin{cases} \sigma_{hmin0} + \alpha \frac{(1-2\nu)}{1-\nu} (p_p - p_0) - \alpha p_p, & p_p > p_d \\ \sigma_{hmin0} + \alpha \frac{(1-2\nu)}{1-\nu} (p_p - p_0) + \frac{1}{3(1-2\nu)} \cdot \varepsilon_{max} \cdot \left(\frac{p_p}{p_L+p_p} - \frac{p_d}{p_L+p_d} \right) \left(E_0 - \frac{\Delta E_{max} p_p}{p_E + p_p} \right) - \alpha p_p, & p_p \leq p_d \end{cases} \quad (16)$$

$$\sigma_v^e(p_p) = \sigma_v - \alpha p_p \quad (17)$$

其中, σ_{Hmax0} 、 σ_{hmin0} 、 σ_{v0} 分别为初始最大水平主应力、初始最小水平主应力、初始垂直主应力, MPa; $\sigma_{Hmax}^e(p_p)$ 、 $\sigma_{hmin}^e(p_p)$ 、 $\sigma_v^e(p_p)$ 分别为储 2 有效水平主应力随储层压力变化曲线拐点的解析解

在排水阶段($p_p > p_d$), 根据单轴应变假设和有效应力原理, 远井带储层水平有效主应力随

层孔隙流体压力等于 p_p 时的最大水平有效主应力、最小水平有效主应力和垂直有效主应力, MPa。

储层孔隙流体压力的减小而增大, 有效应力增量 $\Delta\sigma_{hmin}^{e1}$ 和 $\Delta\sigma_{Hmax}^{e1}$ 可由下式表示, 在气体解吸阶段, 该式仍成立。

$$\Delta\sigma_{hmin}^{e1} = \Delta\sigma_{Hmax}^{e1} = -\alpha \frac{\nu}{1-\nu} \Delta p_p = -A \Delta p_p \quad (18)$$

其中, $A=\alpha \frac{\nu}{1-\nu}$; $\Delta\sigma_{hmin}^{e1}$ 、 $\Delta\sigma_{Hmax}^{e1}$ 分别为排水阶段的最小水平有效主应力增量、最大水平有效主应力增量, MPa; 上标 1 代表排水阶段。

在气体解吸阶段($p_p < p_d$), 水平有效主应力受有效应力效应和解吸引起的基质收缩两种效应控制。解吸引起的基质收缩效应会降低水平有效主应力, 其数学表达式为:

$$\sigma_{hmin}^{e2} = \sigma_{Hmax}^{e2} = \frac{1}{3(1-2\nu)} \cdot \varepsilon_{max} \cdot \left(\frac{p_p}{p_L + p_p} - \frac{p_d}{p_L + p_d} \right) \left(E_0 - \frac{\Delta E_{max} p_p}{p_L + p_p} \right) \quad (19)$$

其中, σ_{hmin}^{e2} 、 σ_{Hmax}^{e2} 为基质收缩产生的有效应力, MPa; 上标 2 代表气体解吸阶段。

取 σ_{hmin}^{e2} 对储层孔隙流体压力 p_p 的导数,

可得下式: $\Delta\sigma_{hmin}^{e2} = \Delta\sigma_{Hmax}^{e2} = \frac{C p_L}{D^3} [(E_0 - 2\Delta E_{max} + B\Delta E_{max})D + 2\Delta E_{max} p_L] \Delta p_p$ 。

其中, $B = \frac{p_d}{p_d + p_L}$; $C = \frac{\varepsilon_{max}}{3(1-2\nu)}$; $D = p_p + p_L$;

当 $\Delta\sigma_{hmin}^{e1}$ 与 $\Delta\sigma_{hmin}^{e2}$ 之和为零时, 相比于初始值, 水平有效主应力增量为零, 之后 σ_{hmin}^e 随着储层压力的减小而减小。即通过求解以下方程, 得到水平有效主应力变化曲线拐点处的储层压力。

$$\Delta\sigma_{hmin}^{e1} + \Delta\sigma_{hmin}^{e2} = -A\Delta p_p + \frac{C p_L}{D^3} [(E_0 - 2\Delta E_{max} + B\Delta E_{max})D + 2\Delta E_{max} p_L] \Delta p_p = 0 \quad (20)$$

式(20)可简化为式(21):

$$D^3 - \frac{C p_L}{A} (E_0 - 2\Delta E_{max} + B\Delta E_{max})D - \frac{2C p_L^2 \Delta E_{max}}{A} = 0 \quad (21)$$

该一元三次方程的实数根为拐点处的储层压力 p_{tp} :

$$p_{tp} = \sqrt[3]{-\frac{q}{2} + \sqrt{\left(\frac{q}{2}\right)^2 + \left(\frac{p}{3}\right)^3}} + \sqrt[3]{-\frac{q}{2} - \sqrt{\left(\frac{q}{2}\right)^2 + \left(\frac{p}{3}\right)^3}} - p_L \quad (22)$$

式中, $p = -\frac{C p_L}{A} (E_0 - 2\Delta E_{max} + B\Delta E_{max})$;

$q = -\frac{2C p_L^2 \Delta E_{max}}{A}$; p_{tp} 为水平有效主应力变化曲

线拐点处的储层压力, MPa。

只有当 $p_p < p_d$ 时, 储层才会发生气体解吸, 因此, 若式 (22) 求得的 $p_{tp} > p_d$, 则 $p_{tp} = p_d$ 。该式表明储层水平有效主应力及储层渗透率拐点对应的储层压力 p_{tp} 主要由储层参数 α 、 ν 、 ε_{max} 、 p_L 、 p_d 、 E_0 、 ΔE_{max} 共同决定, 而与初始储层压力、初始主应力无关。

在排水降压阶段, 储层孔隙流体压力下降, 水平有效应力呈线性升高, 且其上升速率小于垂直有效主应力。

在煤层气解吸阶段, 基质收缩效应, 水平主应力不断减小, 且该效应随储层孔隙流体压力降低而逐步增强。在产气初期阶段, 有效应力效应大于基质收缩效应, 最大水平有效主应力与最小水平有效主应力以较小速率上升; 当解吸到一定程度时 ($p_p = p_{tp}$), 基质收缩效应等于有效应力效应, 最大和最小水平有效主应力达到峰值; 之后 ($p_p \leq p_{tp}$), 最大、最小水平有效主应力逐步下降。

3 储层应力机制变化模式

主应力的配置关系决定了应力机制, 进而决定了水力压裂裂缝的延展方向与储层渗透性各向异性。设某煤层气储层初始应力为正断层应力机制, 其主要参数为 $\sigma_{Hmax0}=22\text{MPa}$ 、 $\sigma_{hmin0}=20\text{MPa}$ 、 $\sigma_v=25\text{MPa}$ 、 $\alpha=0.8$ 、 $\nu=0.33$ 、 $\varepsilon_{max}=0.0028$ 、 $p_L=2.8\text{MPa}$ 、 $p_0=6\text{MPa}$ 、 $p_d=3\text{MPa}$ 、 $E_0=2e9\text{MPa}$ 、 $\Delta E_{max}=8e8\text{MPa}$, 以储层压力 p_p 为变量, 根据式 (15) - (17) 及上述储层参数, 可分别预测储层有效主应力大小 $\sigma_{Hmax}^e(p_p)$ 、 $\sigma_{hmin}^e(p_p)$ 和 $\sigma_v^e(p_p)$ (图 1), 并可以得到概化的模式图 2。类似地, 可以预测初始走滑断层、逆断层应力机制的储层在压力衰竭过程中的应力大小与应力机制变化 (图 3、4)。根据式 (22) 和 α 、 ν 、 ε_{max} 、 p_L 、 p_d 、 E_0 、 ΔE_{max} 值, 可得到水平有效主应力出现拐点时的储层压力 $p_{tp}=2.8\text{MPa}$, 该结果与预测曲线特征一致, 验证了应力预测模型与解析式 (22) 的正确性。

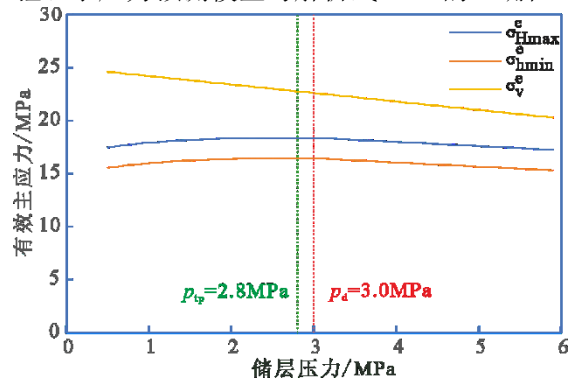


图1 某典型储层应力随压力衰竭的变化
Fig.1 Variation of reservoir stresses during reservoir pressure depletion

1) 正断层应力机制

当初始煤层气储层处于正断层应力机制时, $\sigma_1^e = \sigma_v^e$, $\sigma_2^e = \sigma_{Hmax}^e$, $\sigma_3^e = \sigma_{hmin}^e$, 垂直有效应力为最大有效主应力。在储层压力递减的全过程中, 最大有效主应力 σ_1^e 不断增大。在排水阶段 ($p_p > p_d$) (图2), σ_{Hmax}^e 、 σ_{hmin}^e 线性增加; 而在解吸阶段, 同时存在有效应力效应和基质收缩效应, 其中基质收缩作用逐步增强, 导致 σ_{Hmax}^e 、 σ_{hmin}^e 在解吸阶段先增加后降低, 拐点为 p_{tp} , 即在解吸产气阶段出现水平有效应力由增而降的拐点。在整个压力衰竭过程中, 储层应力机制始终保持正断层应力机制不变, 且在出现拐点之后, 最大与最小有效主应力之间的差值有明显增加的趋势。

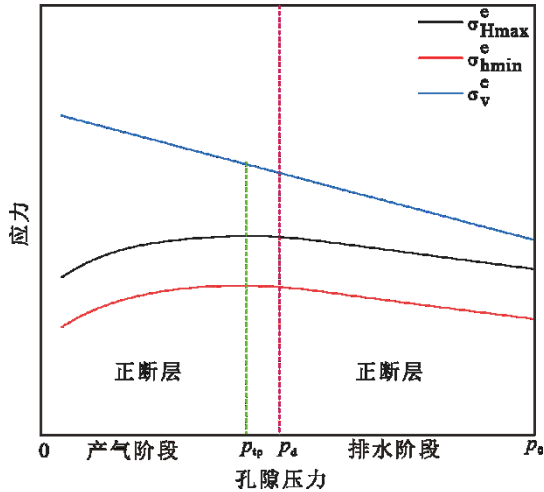
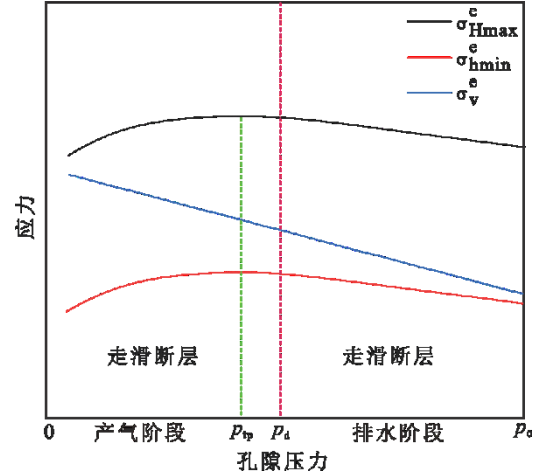


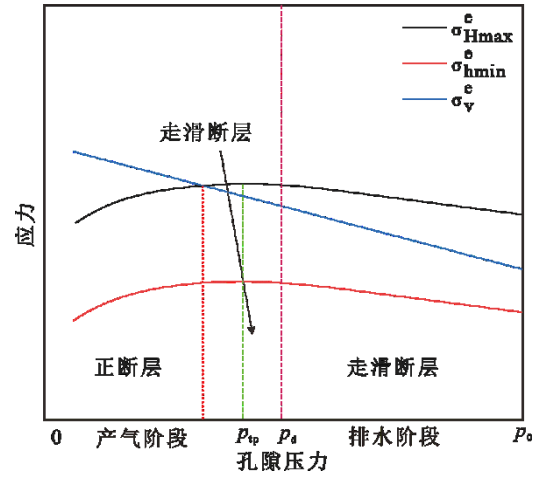
图2 正断层应力机制在储层压力衰竭过程中的变化
Fig.2 Variations of normal faulting stress regime during reservoir pressure depletion

2) 走滑断层应力机制

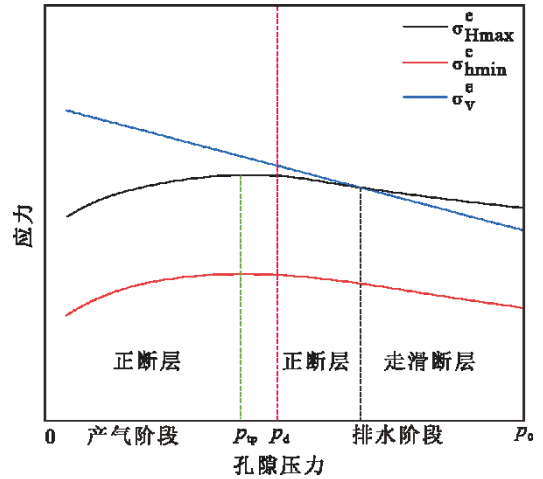
当初始储层处于走滑断层应力机制时, $\sigma_1^e = \sigma_{Hmax}^e$, $\sigma_2^e = \sigma_v^e$, $\sigma_3^e = \sigma_{hmin}^e$, 其中, σ_{Hmax}^e 为最大有效主应力 σ_1^e 。在排水阶段, 三个有效主应力均持续增加; 在解吸阶段, σ_v^e 仍单调增加, σ_{Hmax}^e 和 σ_{hmin}^e 先增加后降低。初始为走滑断层应力机制的储层有三种可能的应力机制变化模式: (排水阶段) 走滑- (产气阶段) 走滑、走滑- (走滑-正)、 (走滑-正)-正 (图3)。



(a) 走滑-走滑



(b) 走滑- (走滑-正)



(c) (走滑-正)-正

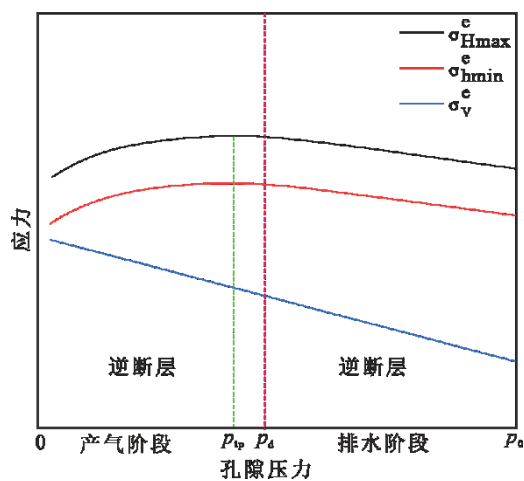
图3 走滑断层应力机制在储层压力衰竭过程中的变化
Fig.3 Variations of strike-slip faulting stress regime during reservoir pressure depletion

3) 逆断层应力机制

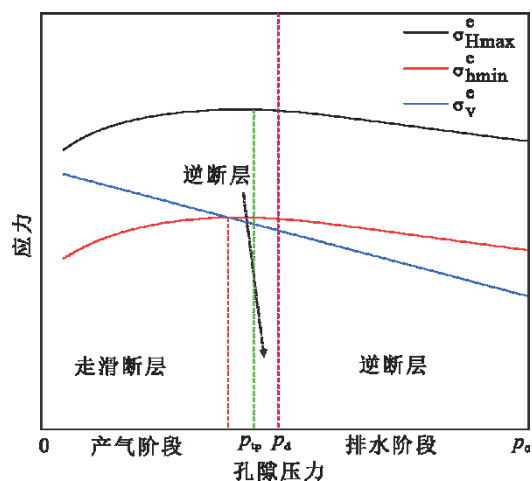
当初始储层为逆断层应力机制时, $\sigma_1^e = \sigma_{Hmax}^e$, $\sigma_2^e = \sigma_{hmin}^e$, $\sigma_3^e = \sigma_v^e$, 其中, σ_{Hmax}^e

为最大有效主应力 σ_1^e 。三个有效主应力在排水阶段持续增加；在排水阶段，三个有效主应力均持续增加；在解吸阶段， σ_v^e 仍单调增加， σ_{Hmax}^e 和 σ_{hmin}^e 先增加后降低。初始储层

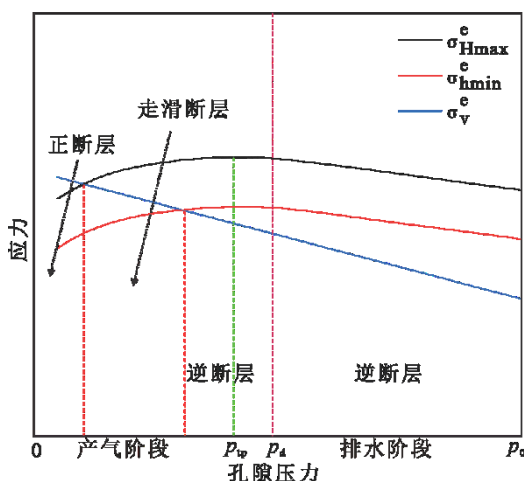
逆断层应力机制有6种可能的变化模式：逆-逆、逆-（逆-走滑）、逆-（逆-走滑-正）、（逆-走滑）-走滑、（逆-走滑）-（走滑-正）、（逆-走滑-正）-正（图4）。



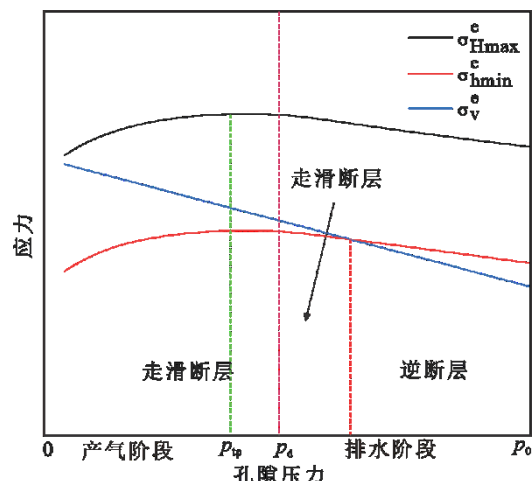
(a) 逆-逆



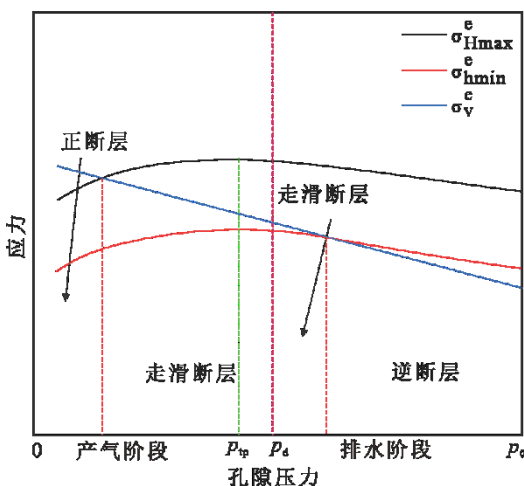
(b) 逆-（逆-走滑）



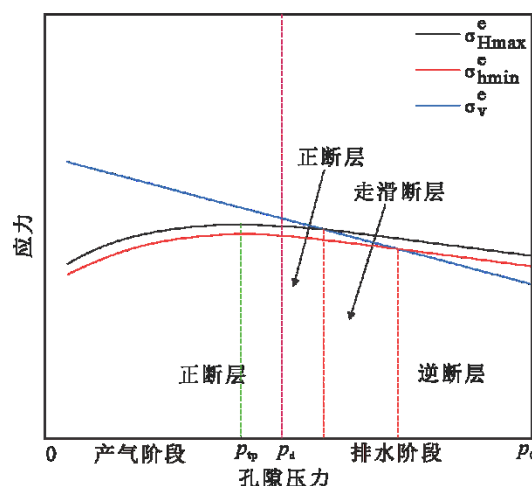
(c) 逆-（逆-走滑-正）



(d) （逆-走滑）-走滑



(e) （逆-走滑）-（走滑-正）



(f) （逆-走滑-正）-正

图4 逆断层应力机制在储层压力衰竭过程中的变化

Fig.4 Variations of reverse faulting stress regime during reservoir pressure depletion

总结上述应力机制变化,可发现在排水阶段或产气阶段,储层应力机制有6种可能的变化模式:正-正、走滑-走滑、走滑-正、逆-逆、逆-走滑、逆-走滑-正。总体上,随着储层压力的衰竭,远井地带储层应力机制有从逆断层应力机制向走滑断层、正断层应力机制转换的趋势(图5)。值得注意的是,由于排采过程中近井带储层压力和垂向荷载发生了明显变化,不满足单轴应变和垂向荷载不变假设,因此,近井带储层应力机制演化不符合上述规律。

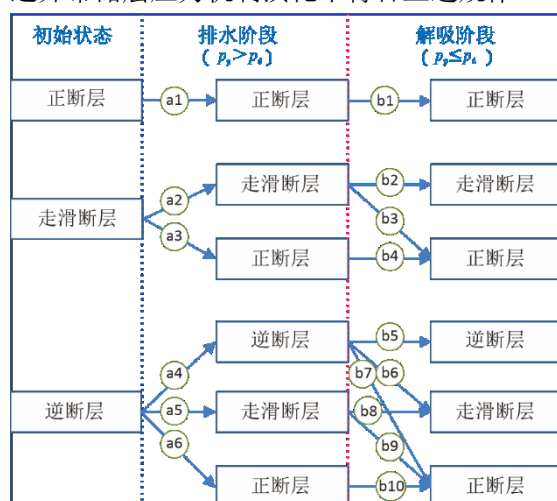


图5 煤层气储层压力衰竭过程中应力机制转换模式

Fig.5 Stress regime transformation patterns during CBM reservoirs pressure depletion

实践表明,浅部煤层一般为逆断层、走滑断层应力机制,而中深部煤层一般为走滑、正断层应力机制(孟召平等,2010; Chen et al., 2017; 康红普等,2019; 鞠玮等,2020)。随着储层孔隙流体压力的不断减小,远井带储层逐渐向正断层、走滑断层应力机制转变,储层由挤压状态转变为伸展状态,由于存在基质解吸收缩效应,因此,煤层气储层的应力动态变化与常规油气储层存在较大差异。根据不同应力机制下储层裂缝发育特征(图6)(孟召平等,2019; Jalili and Ahangari, 2017),水力裂缝为张性裂隙,深部走滑、正断层应力机制煤层水力压裂裂缝主要为垂直缝,压裂裂缝不易闭合。

随着排采的进行,正断层应力机制保持不变,而应力差逐步增加(图2),有利于产生

新的剪切裂缝,或扩大张性裂隙开度,进而有利于储层渗透性的改善。浅部逆断层应力机制的水力裂缝为水平缝,在排采过程中,随着垂直有效应力增大,水平缝相对容易闭合,不利于储层渗流。在掌握其应力及应力机制动态变化规律基础上,可通过合理布置井网降低地层压力,将其应力机制(图4d、e、f)改变为正断层或走滑断层应力机制,再进行压裂开发;或经过一次压裂和一段时间排采后,在储层产生了适当的压降以及储层应力机制发生改变的情况下,实施二次压裂将有利于产生垂直缝,以改善储层渗透性,实现煤层气高效开发。例如,陕西韩城煤层气区块Y3井经历1500d排采后产量下滑,经过二次压裂,日产气量显著提升,由 114 m^3 增至 1626 m^3 ,二次压裂的裂缝监测结果显示储层主应力场发生了转向(王伟等,2025)。关于常规油气储层应力场随着储层压力衰竭而发生改变也有大量研究案例。如,在伊朗西南部某碳酸盐岩油田,随着开采时间增加,应力机制发生改变导致断层不稳定性逐渐增强(Tadayoni等,2021)。北海Valhall油田Tor油藏的研究表明,孔隙压力下降伴随最小主应力显著降低(Zoback和Zinke,2002)。在初始挤压构造背景的衰竭油藏中,储层的上下区域有利于形成逆断层应力机制;而在初始伸展构造背景的衰竭油藏边缘,则会诱发正断层活动(Zoback,2007)。墨西哥Arcabuz-Culebra油田的观测显示,衰竭储层中最大水平主应力方向趋于与当地正断层走向平行(Wolhart和Berumen,2000)。上述研究案例可以在一定程度上验证本文模型的可靠性。同时需要指出的是,本研究旨在加深对储层应力动态变化机制与变化规律的认识,而不是关注数值本身。由于地质介质的非均质性、不连续性等复杂特征值,任何定量表征或数值方法均会存在一定误差。本研究基于单轴应变、连续介质假设建立预测模型,预测值与实际值相比亦存在一定偏差或误差,但研究认识可为储层稳定性分析、生产动态预测及开发方案优化提供借鉴。

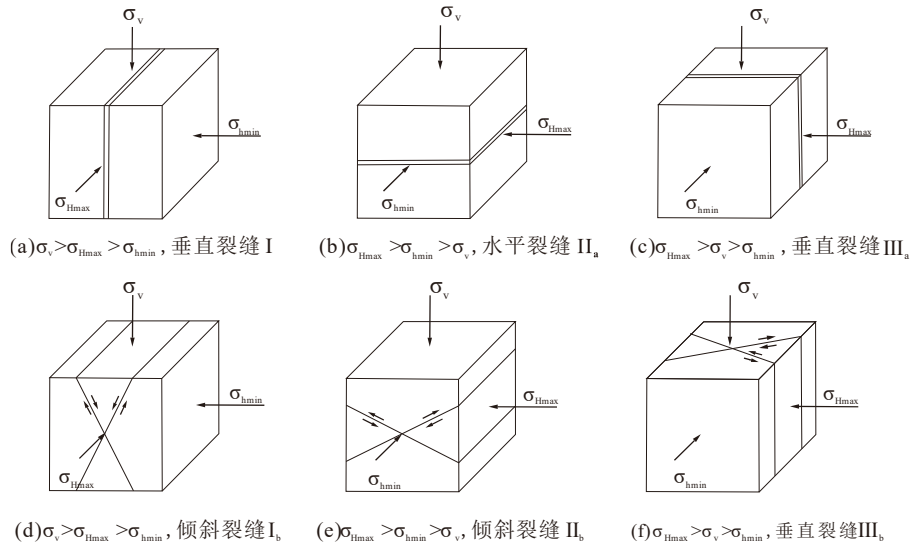


图6 不同应力机制下储层张裂缝、剪切裂缝发育 (据孟召平等, 2019; Jalili and Ahangari, 2017, 修改)

(a-c 水力压裂张裂缝; d-f 剪切裂缝)

Fig.6 Schematic diagram of reservoir tensile and shear fractures in different stress regimes

(a-c Hydraulic fracturing tensile crack; d-f Shear crack)

4 结论

(1) 基于远井带煤层气储层应力动态数学模型, 推导了水平有效主应力-储层压力曲线拐点处的储层压力解析解。

(2) 在排水阶段, 随着储层孔隙流体压力降低, 垂直主应力、水平有效主应力均线性升高, 且垂直有效主应力的上升速率高于水平有效主应力。在初始解吸阶段, 有效应力效应大于基质收缩效应, 最大和最小水平有效主应力以较低速率上升, 当其升至峰值时, 基质收缩效应等于有效应力效应; 之后, 基质收缩效应大于有效应力效应时, 最大、最小水平有效主应力开始下降。

(3) 在排采过程中, 初始正断层应力机制储层的应力机制始终保持不变; 初始走滑断层应力机制储层有三种可能的演化模式: (I 排水阶段)走滑-(II 产气阶段)走滑、走滑-(走滑-正)、(走滑-正)-正; 初始逆断层应力机制储层有六种可能的演化模式: 逆-逆、逆-(逆-走滑)、逆-(逆-走滑-正)、(逆-走滑)-走滑、(逆-走滑)-(走滑-正)、(逆-走滑-正)-正。

(4) 随着排采的进行, 远井带逆断层应力机制储层有向走滑断层、正断层应力机制转换的趋势, 储层由挤压状态转变为伸展状态; 中深部储层主应力差有增大的趋势, 有利于产生新的裂隙, 或扩大裂隙开度, 进而有利于储层渗透性的改善; 浅部逆断层应力机制储层可通过降低地层压力改变其应力机制、进行二次压裂等方式改善储层渗透性; 研究认识可为储层评价及开发方案优化提供参考。

References

- Anderson, E. M., 1905. The Dynamics of Faulting. Transactions of the Edinburgh Geological Society, 8:387-402.
- Chang, C., Li, S., Tang, D.Z., et al., 2023. In-Situ Stress Calculation for Coal Reservoirs Based on Log Parameters: A Case Study of the Southern Yanchuan Block. Coal Geology and Exploration, 51(5):23-32 (in Chinese with English abstract).
- Chen, S.D., Tang, D.Z., Tao, S., et al., 2017. In-Situ Stress Measurements and Stress Distribution Characteristics of Coal Reservoirs in Major Coalfields in China: Implication for Coalbed Methane (CBM) Development. International Journal of Coal Geology, 182:66-84.
- Colmenares, L.B., Zoback, M.D., 2007. Hydraulic Fracturing and Wellbore Completion of Coalbed Methane Wells in the Powder River Basin, Wyoming: Implications for Water and Gas Production. AAPG Bulletin, 91(1):51-67.
- Connell, L.D., 2009. Coupled Flow and Geomechanical Processes During Gas Production from Coal Seams. International Journal of Coal Geology, 79(1):18-28.
- Espinoza, D.N., Pereira, J.M., Vandamm, M., et al., 2015. Desorption-Induced Shear Failure of Coal Bed Seams During Gas Depletion. International Journal of Coal Geology, 137:142-151.
- Fan, L., Liu, S., 2018. Numerical Prediction of In-Situ Horizontal Stress Evolution in Coalbed Methane Reservoirs by Considering Both Poroelastic and

- Sorption Induced Strain Effects. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 104:156-164.
- Feng, R.M., Harpalani, S., Pandey, R., 2016. Laboratory Measurement of Stress-Dependent Coal Permeability using Pulse-Decay Technique and Flow Modeling with Gas Depletion. *Fuel*, 177:76-86.
- Goult, N. R., 2003. Reservoir Stress Path During Depletion of Norwegian Chalk Oilfields. *Petroleum Geoscience*, 9(3):233-241.
- Guo, Y.B., Zhou, H.W., Rong, T.L., et al., 2018. Disturbance Characteristics of Deep Coal Mass Under the Mining Stress Path. *Journal of China Coal Society*, 43(11):3072-3079. (in Chinese with English abstract). doi: 10.13225/j.cnki.jccs.2018.0207
- Lu, M., Connell, L.D., 2016. Coal Failure During Primary and Enhanced Coalbed Methane Production — Theory and Approximate Analyses. *International Journal of Coal Geology*, 154-155:275-285.
- Huang, F.S., Kang, Y.L., You, L.J., et al., 2017. Mechanisms and Control Methods of Depletion-Induced Shear Failure of Coalbed Seams. *Journal of China Coal Society*, 42(7):1803-1810. (in Chinese with English abstract). doi:10.13225/j.cnki.jccs.2016.1184.
- Huang, J., Ghassemi, A., 2015. A Poroelastic Model for Evolution of Fractured Reservoirs During Gas Production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135:626-644.
- Jalili, S., Ahangari, K., 2017. Effects of Different Stress Regimes on Hydraulic Fracture Geometry: A Particle Flow Code Approach. *Innovative Infrastructure Solutions*, 2(1): 1-6.
- Ju, W., Jiang, B., Qin, Y., et al., 2020. Characteristics of Present-Day In-Situ Stress Field Under Multi-Seam Conditions: Implications for Coalbed Methane Development. *Journal of China Coal Society*, 45(10):3492-3500 (in Chinese with English abstract).
- Kang, H.P., Yi, B.D., Gao, F.Q., et al., 2019. Database and Characteristics of Underground In-Situ Stress Distribution in Chinese Coal Mines. *Journal of China Coal Society*, 44(1):23-33.
- Li, G.Q., Yan, D.T., Zhuang, X.G., et al., 2019. Implications of the Pore Pressure and In-Situ Stress for the Coalbed Methane Exploration in the Southern Junggar Basin, China. *Engineering Geology*, 262:105305.
- Liu, J.S., Ding, W.L., Gu, Y., et al., 2018. Methodology for Predicting Reservoir Breakdown Pressure and Fracture Opening Pressure in Low-Permeability Reservoirs Based on an In-Situ Stress Simulation. *Engineering Geology*, 246:222-232.
- Meng, Z.P., Li, G.Q., 2013. Experimental Research on the Permeability of High-Rank Coal Under a Varying Stress and its Influencing Factors. *Engineering Geology*, 162:108-117.
- Meng, Z.P., Tian, Y.D., Li, G.F., 2010. Characteristics of In-Situ Stress Field in Southern Qinshui Basin and Its Research Significance. *Journal of China Coal Society*, 35(6):975-981.
- Meng, Z.P., Wang, Y.H., Zhang, K., et al., 2019. Analysis of Hydraulic Fracturing Cracks for Coal Reservoirs and In-Situ Stress Direction in Southern Qinshui Basin. *Coal Science and Technology*, 47(10):216-222 (in Chinese with English abstract).
- Moore, R.L., Loftin, D., Palmer, I., 2011. History Matching and Permeability Increases of Mature Coalbed Methane Wells in San Juan Basin. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 20-22 September 2011. Society of Petroleum Engineers, SPE 146931.
- Palmer, I., Mansoori, J., 1998. How Permeability Depends on Stress and Pore Pressure in Coalbeds: A New Model. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 1(6): 539-544.
- Pan, Z., Connell, L.D., 2011. Modelling of Anisotropic Coal Swelling and its Impact on Permeability Behaviour for Primary and Enhanced Coalbed Methane Recovery. *International Journal of Coal Geology*, 85:257-267.
- Sampath K.H.S.M., Perera, M.S.A., Ranjith, P.G., et al., 2019. CO₂ Interaction Induced Mechanical Characteristics Alterations in Coal: A Review. *International Journal of Coal Geology*, 204:113-129.
- Segall, P., Fitzgerald, S.D., 1998. A Note on Induced Stress Changes in Hydrocarbon and Geothermal Reservoirs. *Tectonophysics*, 289(1-3):117-128.
- Shi, J. Q., Durucan, S., 2005. A Model for Changes in Coalbed Permeability During Primary and Enhanced Methane Recovery. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 8(4):291-299.
- Tadayoni, M., Khalilbeyg, M., Bin, J.R., 2022. Fault and Fracture Reactivation Analysis by 4D Geomechanical Integrated Modelling in One of a Depleted Carbonate Oil Field, Southwest of Iran. *Geomechanics and Geoengineering*, 17(5):1536-1553. doi:10.1080/17486025.2021.1955156.
- Tavener, E., Flottmann, T., Brooke-Barnett, S., 2017. In-Situ Stress Distribution and Mechanical Stratigraphy in the Bowen and Surat Basins, Queensland, Australia. *Geological Society, London, Special Publications*, 458(1):31-47.
- Wang, W., Zhao, H.F., Ji, L., et al., 2025. Study on the Best Time of Refracturing for Hancheng Coal

- Seam. Safety in Coal Mines,56(1):26-33 (in Chinese with English abstract).
- Wolhart,S.L., Berumen,S., Cipolla,C.L., et al.,2000. Use of Hydraulic Fracture Diagnostics to Optimize Fracturing Jobs in the Arcabuz-Culebra Field. In: SPE Rocky Mountain Region Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, CO, USA. Society of Petroleum Engineers, SPE 60314. doi:10.2118/60314-MS.
- Yang, D.S., Wang, W., Chen, W.Z., et al., 2017. Experimental Investigation on the Coupled Effect of Effective Stress and Gas Slippage on the Permeability of Shale. Scientific Reports, 7:44696.
- Zhang, J.J., Hu, X.Y., Lian, P.Q., et al., 2025. In situ stress determination and its applications. The 59th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Santa Fe, New Mexico, June 2025. doi:10.56952/ARMA-2025-0245.
- Zhang, P., Meng, Y., Liu, C.Y., et al.,2022. Stability Analysis of Fractured Coal Reservoirs Under Different Stress Mechanisms in Coalbed Methane Well Drainage. Coal Science and Technology,50(3):169-175 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, P., Meng, Y., Liu, C.Y., et al.,2023. In-situ Stress of Coal Reservoirs in the Zhengzhuang Area of the Southern Qinshui Basin and its Effects on Coalbed Methane Development, Energy Geoscience, 4(2):100144.
- Zhang, P., Meng, Z.P., Jiang, S., et al.,2020. Characteristics of In-Situ Stress Distribution in Zhengzhuang Region, Southern Qinshui Basin, China and Its Stress Path During Depletion. Engineering Geology, 264:105413-105413.
- Zhang, X.G., Ranjith, P.G., Lu, Y.Y., et al.,2019. Experimental Investigation of the Influence of CO₂ and Water Adsorption on Mechanics of Coal Under Confining Pressure. International Journal of Coal Geology, 209:117-129.
- Zhang, X.G., Ranjith, P.G., Ranathunga, A.S., et al.,2019. Variation of Mechanical Properties of Bituminous Coal Under CO₂ and H₂O Saturation. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 61:158-168.
- Zhao, Y.X., Lu, Z.G., Zhu, G.P., et al.,2018. Fault Reactive Induced by the Principal Stress Rotation for the Underground Coal Mining. Journal of China University of Mining & Technology,47(1):73-80 (in Chinese with English abstract).
- Zoback, M.D.,2007. Reservoir Geomechanics. Cambridge: Cambridge University Press.
- Zoback, M.D., Zinke, J.C.,2002. Production-Induced Normal Faulting in the Valhall and Ekofisk Oil fields. Pure and Applied Geophysics, 159:403-420.

中文参考文献

- 常闯, 李松, 汤达祯, 等, 2023. 基于测井参数的煤储层地应力计算方法研究——以延川南区块为例.煤田地质与勘探, 51(5): 23-32.
- 郭依宝, 周宏伟, 荣腾龙, 2018. 采动应力路径下深部煤体扰动特征.煤炭学报, 43(11): 3072-3079.
- 皇凡生, 康毅力, 游利军, 等, 2017. 排采降压诱发煤层剪切破坏机理与防控对策.煤炭学报, 42(7): 1803-1810.
- 鞠玮, 姜波, 秦勇, 等, 2020. 多煤层条件下现今地应力特征与煤层气开发.煤炭学报, 45(10): 3492-3500.
- 康红普, 伊丙鼎, 高富强, 等, 2019. 中国煤矿井下地应力数据库及地应力分布规律.煤炭学报, 44(1): 23-33.
- 孟召平, 田永东, 李国富, 2010. 沁水盆地南部地应力场特征及其研究意义.煤炭学报, 35(6): 975-981.
- 孟召平, 王宇恒, 张昆, 等, 2019. 沁水盆地南部煤层水力压裂裂缝及地应力方向分析.煤炭科学技术, 47(10): 216-222.
- 王伟, 赵海峰, 季亮, 等, 2025. 韩城煤层重复压裂转向时机研究. 煤矿安全, 56(1): 26-33.
- 章朋, 孟雅, 刘超英, 等, 2022.煤层气井排采中不同应力机制下含断裂煤储层稳定性分析.煤炭科学技术, 50(03): 169-175.DOI:10.13199/j.cnki.cst.2021-0824.
- 赵毅鑫, 卢志国, 朱广沛, 等, 2018.考虑主应力偏转的采动诱发断层活化机理研究.中国矿业大学学报, 47(01): 73-80.DOI:10.13247/j.cnki.jcumt.000794.