

引用格式:陈渝页,唐源霜,周鸿,等.枯竭气藏型碳酸盐岩储气库地质力学建模与完整性评价[J].油气藏评价与开发,2025,15(5):912-920.

CHEN Yuye, TANG Yuanshuang, ZHOU Hong, et al. Geomechanical modeling and integrity evaluation of gas storage rebuilt from depleted carbonate gas reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(5): 912-920.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.05.020

枯竭气藏型碳酸盐岩储气库地质力学建模与完整性评价

陈渝页¹, 唐源霜^{2,3}, 周鸿⁴, 王涵¹, 郑鑫⁵, 王昱珩¹, 陆开琛³, 唐慧莹³

(1. 中国石油西南油气田公司重庆气矿, 重庆 400707; 2. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524057; 3. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500; 4. 中国石油西南油气田公司气田开发管理部, 四川 成都 500643; 5. 中国石油长庆油田分公司第一采气厂, 陕西 榆林 719000)

摘要:储气库对保障国家能源安全与调峰保供至关重要,储气库在运行中易出现断层活化、局部盖层突破等状况,引发气体泄漏风险,因此有必要分析其力学完整性。为了明确X储气库应力变化的内在规律、提高储气库运行压力上限、提升整体储气效能,综合地质、地震、测井、生产和室内实验数据,建立了X储气库一维、三维地质力学模型,融合生产历史拟合与循环注采情况,建立了四维动态地质力学模型;分析了注采过程中盖层、储层、底托层、断层应力变化规律和力学完整性,并综合注采能力与力学完整性开展注采方案优化。结果表明:①X储气库龙潭组盖层杨氏模量较小、泊松比较大、强度较弱,岩性越偏泥岩,模量越小,水平向应力越小;②盖层原始地应力呈走滑断层状态,储层原始地应力为逆断层状态;③X储气库注采过程中,盖层和底托层应力变化较小,破坏风险低;④储层孔隙压力变化明显,且变化幅度大于应力;⑤注采过程中,储层基质破坏风险较低,主要注采区域在注气后破坏风险增大,断层在井底压力高于原始气藏压力约3 MPa时有滑移风险;⑥在保证X储气库力学完整性前提下,优化注采方案后的累计注气量较优化前增加约34%。研究成果可为X储气库地应力分析、力学完整性评价工作提供理论和方法支撑。

关键词:碳酸盐岩储气库;地质力学建模;力学完整性;四维地应力;断层滑移;注采优化

中图分类号:TE822

文献标识码:A

Geomechanical modeling and integrity evaluation of gas storage rebuilt from depleted carbonate gas reservoir

CHEN Yuye¹, TANG Yuanshuang^{2,3}, ZHOU Hong⁴, WANG Han¹, ZHENG Xin⁵, WANG Yuheng¹, LU Kaichen³, TANG Huiying³

(1. Chongqing Gas Mine, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chongqing 400707, China; 2. CNOOC China Limited, Zhanjiang Company, Zhanjiang, Guangdong 524057, China; 3. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 4. Gasfield Development Management Department, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 500643, China; 5. No.1 Gas Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Yulin, Shaanxi 719000, China)

Abstract: Gas storage facilities are crucial for ensuring national energy security and stabilizing supply during peak-demand periods. However, during operation, gas storage facilities are prone to risks such as fault reactivation and local caprock breakthrough, potentially leading to gas leakage. Therefore, it is necessary to analyze their mechanical integrity. To clarify the stress variation patterns of the gas storage X and enhance the upper limit of the operational pressure and overall storage efficiency, this study integrated geological, seismic, logging, production, and laboratory data to establish one-dimensional and three-dimensional geomechanical models of the gas storage X. Based on production history matching and cyclic gas injection and production patterns, a four-dimensional dynamic geomechanical model was established. The stress variation patterns and mechanical integrity of the caprock, reservoir, base support layer, and faults during the injection and production process were analyzed. The injection-production plans were optimized by considering deliverability and mechanical integrity. The results showed that: (1) The Longtan Formation caprock of the gas storage X was characterized by a relatively low Young's modulus, high Poisson's ratio, and weak mechanical strength. The more argillaceous the lithology, the lower the modulus and the smaller the horizontal stress. (2) The initial in-situ stress state of the caprock corresponded to a strike-slip faulting regime, while the reservoir corresponded to a reverse faulting stress regime. (3) During the injection-production process of the gas storage X, the caprock and base support layer experienced minimal stress variation and

收稿日期:2024-08-05。

第一作者简介:陈渝页(1994—),女,本科,工程师,从事气藏开发研究工作。地址:重庆市北碚区蔡家岗街道,邮政编码:400707。E-mail: chenyye2017@petrochina.com.cn

posed low failure risk. (4) The pore pressure of the reservoir changed significantly, and the pressure variation was greater than stress changes. (5) During the injection-production process, the risk of matrix failure in the reservoir was low, but the failure risk increased in the main injection-production area after gas injection. There was a slip risk when the bottom hole pressure exceeded the original gas reservoir pressure by about 3 MPa. (6) Under the condition of ensuring the mechanical integrity of the gas storage X, the optimized injection-production plan yielded an approximately 34% increase in cumulative gas injection compared to pre-optimization. The results provide theoretical and methodological support for in-situ stress analysis and mechanical integrity evaluation of the gas storage X.

Keywords: carbonate gas storage; geomechanical modeling; mechanical integrity; four-dimensional in-situ stress; fault slip; injection-production optimization

近年来,储气库作为一种重要的能源储备和调峰设施,在能源供应保障和能源转型方面发挥着关键作用^[1-2]。中国储气库在数字化转型和智能化建设方面已经取得了重要成果,发展了油气藏-井筒-管网一体化耦合模拟等关键技术^[3-6]。在储气库运营过程中,高速循环注采的特殊运行方式和复杂的地质条件导致地层应力变化剧烈^[7]。因此,开展储气库力学完整性评价工作尤为重要^[8]。L气藏位于中国西南地区,为裂缝-孔洞型储气库,基质岩块孔隙度极低,渗透率极差,流动、变形受溶洞和裂缝系统控制,非均质性更强,力学特征刻画难度更大。X储气库是在L气藏基础上改造而来,地质条件相对优越。为增强X储气库调峰能力,提升储气量,需要在保证储气库完整性的前提下尽可能提高运行上限压力。

目前关于储气库完整性的研究主要有定性评价和定量评价两方面,诸多学者通过分析盖层岩性、物性、突破压力和断层走向、油气水关系、生产动态等因素定性评价盖层和断层封闭性^[9-12]。刘林等^[13]结合盖层的宏观特征和微观封闭机理,提出了一种改进的盖层封闭性综合评价方法;而关于储气库完整性定量评价工作多集中于室内实验。阳小平等^[14]综合定性和定量方法,将自然伽马多元回归法用于评价储气库断层封闭完整性。

根据地质力学观点,在气藏开发和储气库注采过程中,将引起区域地应力场扰动和储层岩石发生变形等利用地质力学领域相关技术与手段,可以有效评价地质体的形变和破坏^[15]。BAKHTIARI等^[16]研究了Sarajeh油藏在注气和生产过程中的地质力学行为,评估了储层、盖层和断层的完整性。JEANNE等^[17]用数值方法研究了美国Honorl Rancho地下储气库中滞后应力路径行为对断层密封完整性的影响。朱海燕等^[18]综合考虑储层力学参数,建立了储层渗流-地质力学耦合四维地应力演化模型。ZHANG等^[19]建立了地质力学-岩石损伤-渗流力学动态耦合分析方法,评估了断层密封能力。

褚洪涛^[20]针对LM储气库的工作特点,根据断层活化压力的限制求得各单井最大注入压力,随后对各单井注采速度进行优化。李进步等^[21]总结了低渗岩性气藏型储气库运行优化关键技术,有效支撑了4座储气库优化设

计。在之前的研究中,储气库高速循环注采过程中各井的注采速度通常根据井口压力和储层物性确定,较少考虑注采引起的应力变化对力学稳定性的影响。

基于四维地质力学模型开展储气库生产和注采动态模拟研究,分析注采阶段应力变化规律,评价注采过程中X储气库力学完整性。综合注气能力与力学完整性,对各注采井注采速度进行差异化优化设计,为X储气库高效安全运行提供参考。

1 理论方法

1.1 流体渗流模型

由于储层几乎不产水,将流体流动简化为单一介质单相气体渗流,孔隙流体在多孔介质中的流动原理由达西定律定义可知:

$$v = -\frac{k}{\eta}(\nabla p_p - \rho_f g) \quad (1)$$

式中: v 为流速,单位m/s; k 为渗透率,单位 m^2 ; η 为流体黏度,单位 $\text{Pa}\cdot\text{s}$; ∇p_p 为压力梯度,单位 Pa/m ; ρ_f 为流体密度,单位 kg/m^3 ; g 为重力加速度,单位 m/s^2 。

1.2 流-固耦合模型

假设岩石骨架变形满足孔隙弹性理论^[22]。假设储层岩石变形满足线弹性准则,定义张应力为正,有效应力的原理可写成:

$$\sigma = \sigma' - \alpha p I \quad (2)$$

式中: σ 为总应力张量,单位Pa; σ' 为有效应力张量,单位Pa; α 为Biot系数; p 为孔隙压力,单位Pa; I 为对角元为1的单位矩阵。

$$\alpha = 1.0 - \frac{K_r}{K_s} \quad (3)$$

式中: K_r 为等效材料(固相和孔隙)的体积模量,单位Pa; K_s 为固相的体积模量,单位Pa。

有效应力为骨架变形导致的应力,计算公式为:

$$\sigma' = C:\varepsilon \quad (4)$$

式中: C 为刚度矩阵, ε 为应变张量。

$$C = \begin{bmatrix} \lambda + 2\mu & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ & \lambda + 2\mu & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ & & \lambda + 2\mu & 0 & 0 & 0 \\ & & & \mu & 0 & 0 \\ & & & & \mu & 0 \\ & & & & & \mu \end{bmatrix} \quad (5)$$

式中: λ 为拉梅常数,单位GPa; μ 为剪切模量,单位GPa。

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)} \quad (6)$$

$$\mu = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (7)$$

式中: E 为杨氏模量,单位Pa; ν 为泊松比。

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \mathbf{F} &= 0 \\ \nabla \cdot (\mathbf{C}:\boldsymbol{\varepsilon} - \alpha p \mathbf{I}) + \mathbf{F} &= 0 \end{aligned} \quad (8)$$

式中: \mathbf{F} 为体力,单位N/m³。结合几何方程求得位移后,再带入式(7)即可求解孔隙压力诱导应力变化。

对断层进行简化处理,假设断层为各向同性不连续体,采用线弹性模型计算应力。根据WANG等^[23-25]的研究,断层的法向刚度介于1~10 GPa/m,切向刚度介于0.1~10.0 GPa/m。总体趋势体现为切向刚度小于法向刚度。设置断层处的网格属性,断层法向刚度为4.0 GPa/m,切向刚度为1.5 GPa/m,与文献[23-25]中断层刚度取值相近。考虑计算时间和计算成本等因素,采用单向耦合方法求解。

1.3 力学稳定性计算

基质张拉破坏通常根据最小有效主应力判断^[26],值越小代表越容易发生张拉破坏;而断层张拉破坏通常根据断层面有效正应力判断:

$$\sigma_3' \geq T \quad (9)$$

式中: σ_3' 为最小有效主应力,单位MPa; T 为抗拉强度,单位MPa,保守取值0 MPa,当基质最小有效主应力或断层面有效正应力小于0 MPa时发生张拉破坏。

基质剪切破坏判断基于摩尔-库仑准则,定义剪切安全因子(χ),即:

$$\chi = \frac{(\sigma_1' - \sigma_3') / 2}{c \cos \varphi + (\sigma_1' + \sigma_3') \sin \varphi / 2} \quad (10)$$

式中: c 为内聚力,单位MPa,取值8 MPa; φ 为内摩擦角,

盖层和底托层取值35°,储层取值40°; σ_1' 为最大有效主应力,单位MPa; χ 为剪切安全因子,当 $\chi \geq 1$ 时发生剪切破坏。

断层剪切破坏根据断层剪切安全因子(χ_f)判断,即:

$$\chi_f = \frac{\tau}{f\sigma_n' + c} \quad (11)$$

式中: χ_f 为断层剪切安全因子,当 $\chi_f \geq 1$ 时,断层存在剪切破坏风险; τ 为剪切应力,单位MPa; f 为摩擦系数, $f = \tan \varphi$,取值0.4; σ_n' 为有效正应力,单位MPa; c 为内聚力,单位MPa,取值0 MPa。

剪切安全因子和断层剪切安全因子都可用于评估岩体或断层的稳定性,二者都基于摩尔库仑摩擦准则。剪切安全因子主要用于判断基质岩体发生剪切破坏的风险。对断层的研究,由于预知断层剪切滑移面方位,可以直接采用作用于断层面的剪切应力除以抗剪强度,如果值大于1,代表断层发生滑移。由于基质岩体三向应力不断变化,剪切破坏面方位不固定,因此不能用断层剪切因子的公式进行计算。基于研究结果,选择2类指标对储气库力学稳定性进行评价。

2 一维地质力学建模

X储气库上二叠统底界构造为一短轴背斜,储气库地表构造断层较不发育,区内断层主要分布在二叠系,断层走向以北东、北西、近南北、近东西向为主,与构造轴线平行或相交,过茅口组的主要断层有12条,龙潭组仍是茅口组的直接盖层,起着良好的封闭作用。

2.1 岩石力学参数

X储气库上覆盖层龙潭组主要为泥岩,储层茅口组主要为碳酸盐岩,利用横纵波和密度计算岩石动态弹性力学参数,并考虑岩性差异^[27],结合室内实验结果标定动静态模量转换关系,不同层位岩石力学参数动静态转换关系见表1。

龙潭组静态杨氏模量介于10~20 GPa,静态泊松比介于0.19~0.20,抗压强度介于70~150 MPa,抗拉强度介于2~4 MPa,内摩擦角介于30°~35°,内聚力介于

表1 不同层位岩石力学参数动静态转换关系

Table 1 Dynamic-static transformation relationships of rock mechanical parameters at different strata

层位	杨氏模量	泊松比	抗压强度	抗拉强度
龙潭组	$E_{sta} = 0.8E_{dyn}^{0.85}$	$\nu_{sta} = 0.65\nu_{dyn}^{1.05}$	$S_{UCS} = 1.7E_{sta}^{1.65}$	$S_{TENS} = 0.02S_{UCS}$
茅口组	$E_{sta} = 0.85E_{dyn}^{0.9}$	$\nu_{sta} = 0.55\nu_{dyn}^{1.1}$	$S_{UCS} = 1.55E_{sta}^{1.3}$	$S_{TENS} = 0.05S_{UCS}$

注: E_{sta} 为静态杨氏模量,单位GPa; E_{dyn} 为动态杨氏模量,单位GPa; ν_{sta} 为静态泊松比; ν_{dyn} 为动态泊松比; S_{UCS} 为岩石抗压强度,单位MPa; S_{TENS} 为岩石抗拉强度,单位MPa。

5~12 MPa;茅口组静态杨氏模量介于35~45 GPa,静态泊松比介于0.13~0.16,抗压强度介于150~200 MPa,抗拉强度介于7~10 MPa。

2.2 水平主应力

相关实验于气藏衰竭开发结束、注采开始前的时刻开展。结合室内实验数据和小压测试结果(表2),采用多孔弹性模型进行水平向应力标定。得到两向构造应变系数分别为0.000 5、0.001 4。龙潭组当前最大水平主应力介于40~55 MPa,最小水平主应力介于35~42 MPa;茅口组当前最大水平主应力介于50~75 MPa,最小水平主应力介于30~45 MPa。

表2 X储气库X井小压测试结果

Table 2 Minifrac test results of well X in gas storage X

层位	深度/m	闭合压力/MPa
龙潭组	2 114	40.2
	2 137	41.5
	2 197	48.9
茅口组	2 255	34.6
	2 319	41.8

$$\begin{cases} S_{h \min} = \frac{\nu_{sta}}{1 - \nu_{sta}} S_v + \frac{1 - 2\nu_{sta}}{1 - \nu_{sta}} \alpha p_p + \frac{E_{sta}}{1 - \nu_{sta}^2} \varepsilon_h + \frac{\nu_{sta} E_{sta}}{1 - \nu_{sta}^2} \varepsilon_H \\ S_{h \max} = \frac{\nu_{sta}}{1 - \nu_{sta}} S_v + \frac{1 - 2\nu_{sta}}{1 - \nu_{sta}} \alpha p_p + \frac{E_{sta}}{1 - \nu_{sta}^2} \varepsilon_H + \frac{\nu_{sta} E_{sta}}{1 - \nu_{sta}^2} \varepsilon_h \end{cases} \quad (12)$$

式中: $S_{h \min}$ 为最小水平主应力,单位MPa; $S_{h \max}$ 为最大水平主应力,单位MPa; S_v 为垂向应力,单位MPa; p_p 为孔隙压力,单位MPa; ε_h 为最小构造应变系数; ε_H 为最大构造应变系数。

2.3 原始水平主应力

根据标定得到的构造应变系数,结合X储气库原始孔隙压力,推算原始水平主应力。结果表明:龙潭组原始最大水平主应力介于40~55 MPa,最小水平主应力介于35~42 MPa;茅口组原始最大水平主应力介于70~95 MPa,最小水平主应力介于50~65 MPa。

3 三维地质力学建模与分析

3.1 三维地质力学网格构建

X储气库主体为北东—南西向短轴背斜,构造主体宽缓、幅度较低、隆起幅度较小,工区内断层较为发育。

地质模型共6小层,由新至老分别为龙潭组、茅口组四段、茅口组三段、茅口组二段、茅口组一段、梁山组,建库层位为茅口组。

三维地质力学模型平面网格采用100 m×100 m的网格步长,纵向网格以储层为核心,储层部分精细划分,网格总数约为240×10⁴。

3.2 三维地质力学属性建模

将一维解释结果作为硬约束,结合地震解释,采用序贯高斯方法建立三维地质力学属性模型,主要包括:密度、杨氏模量、泊松比、抗压强度、抗拉强度。

1) 密度

X储气库盖层平均密度为2.56 g/cm³,储层平均密度为2.65 g/cm³。密度属性各层位区别较小,非均质性较弱。

2) 模量参数

X储气库盖层平均杨氏模量为15.3 GPa、泊松比为0.19,储层平均杨氏模量为40.5 GPa、泊松比为0.16。龙潭组杨氏模量明显小于其他各层,泊松比大于其他各层,茅口组储层段各小层岩石属性大体接近。

3) 强度参数

X储气库盖层平均抗压强度为101.8 MPa,抗拉强度为2.7 MPa;储层平均抗压强度为153.1 MPa,抗拉强度为7.7 MPa,储层抗压强度高于盖层。

3.3 三维地应力模拟与分析

地下岩体是一种复杂的、非均质的、各向异性的、非线性的弹塑性材料,有限元法可以求解非均质弹塑性体的应力分布状态^[28],利用有限元方法计算三维地应力初始分布。

分析X储气库原始地应力分布,龙潭组平均最大原始水平主应力为55.5 MPa,最小水平主应力为43.3 MPa,垂向应力为51.3 MPa;茅口组平均最大水平主应力为85.6 MPa,最小水平主应力为58.9 MPa,垂向应力为56.8 MPa。龙潭组盖层由于埋深较浅且岩性偏泥岩^[29],因此应力相对较小。龙潭组中间主应力方向在构造隆起处为垂向,呈走滑断层状态;而茅口组隆起处最大主应力方向多为水平向,最小主应力方向为垂向,为逆断层状态。

4 四维动态地质力学模拟与分析

三维静态地质力学模型可精细化表征地质力学特征在三维空间的展布规律,但是无法精确描述气藏应力特征的动态变化规律,因此,将应力特征研究“动静结合”,准确表征储气库在不同时期的应力特征,为注采方案优化提供技术支撑^[15]。

4.1 历史拟合及注采模拟

L气藏在生产约40 a后改建储气库,原始气藏孔隙压力为23.9 MPa。L4等5口井为气藏开发阶段生产井,LK2等20口井为模拟储气库注采阶段注采井。根据实际生产数据,拟合气藏开发阶段并模拟储气库注采阶段,图1a、图1b为气藏开发阶段各采气井采气速度拟合和井口压力拟合结果。模拟算例共有2轮注采,第一轮常压注气设定井底压力上限为23.9 MPa,20口井以 $60 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的速度注气200 d,关井30 d后以 $80 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的速度采气120 d;第二轮超压注气设定井底压力上限为27 MPa,以 $80 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的速度注气200 d。

4.2 孔隙压力和应力变化规律

由于储层与盖层的孔隙压力差小于突破压力,盖层和底托层渗透率较低。储气库运行过程中孔隙压力变化

较小,最小主应力受孔隙压力影响变化不大,因此不详细叙述。

储层孔隙压力和最小主应力在采气后减小,注气后增大,构造隆起处即主要注采区域变化较为明显,各时刻应力变化如图2所示。气藏开发阶段主要注采区域孔隙压力减小约20 MPa,最小主应力减小约10 MPa;模拟储气库注采阶段主要注采区域孔隙压力变化幅度约15 MPa,最小主应力变化幅度约10 MPa,变化幅度较大。

4.3 力学完整性评价

1) 盖层和底托层力学完整性评价

在注采过程中,盖层最小有效主应力介于15~25 MPa,远大于0 MPa,发生张拉破坏风险较小;剪切安全因子介于0.2~0.6,远小于1,发生剪切破坏风险较小。在注采过程中,底托层最小有效主应力介于20~40 MPa,远大于

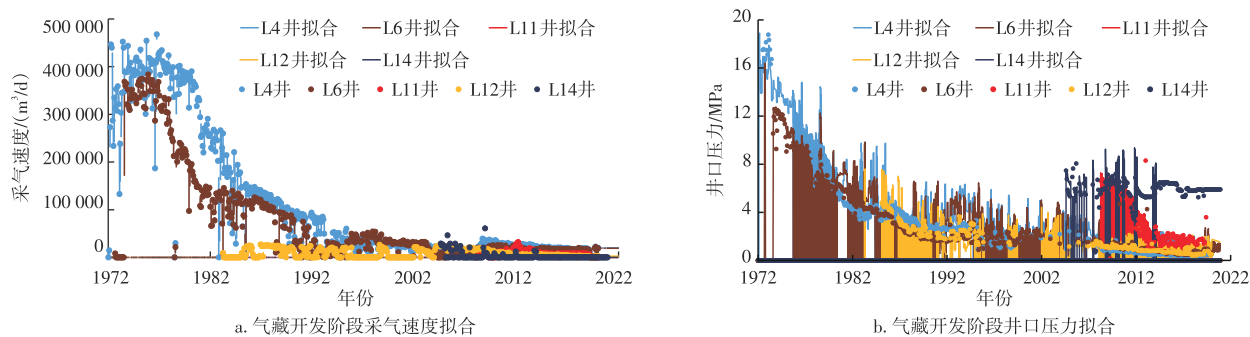


图1 X储气库各阶段结果

Fig. 1 Results of gas storage X at each stage

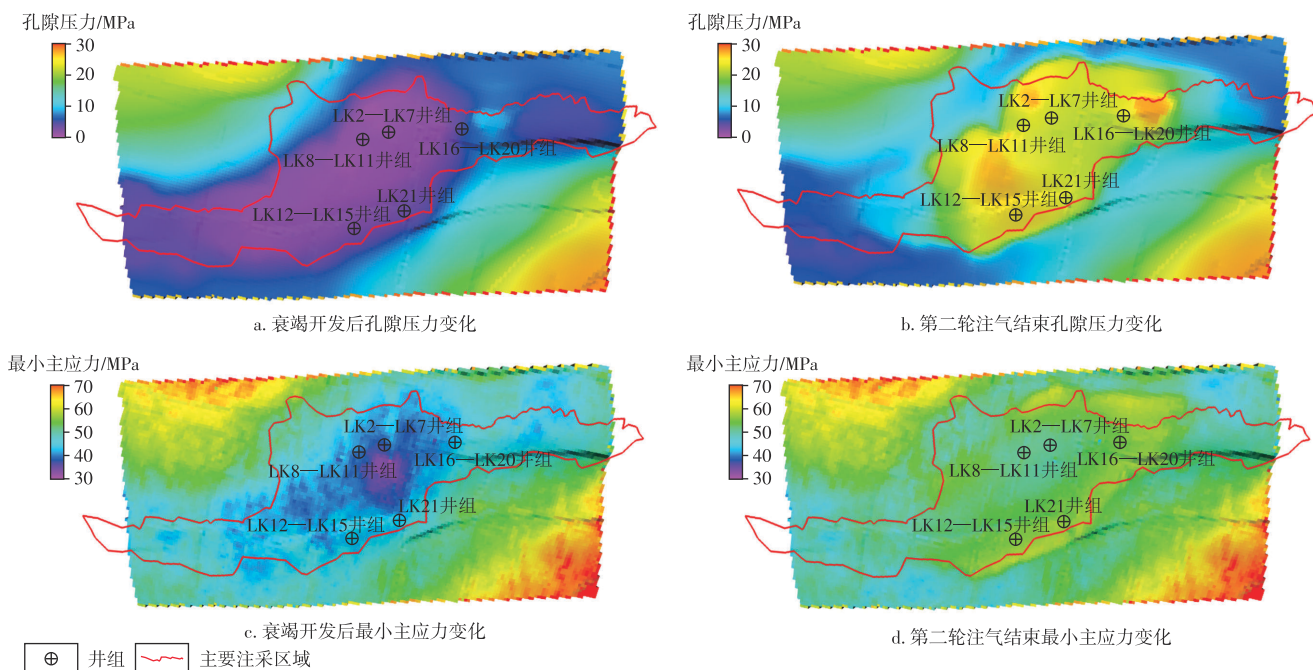


图2 X储气库储层孔隙压力、最小主应力变化

Fig. 2 Variations in reservoir pore pressure and minimum principal stress of gas storage X

0 MPa, 发生张拉破坏风险较小; 剪切安全因子介于 0.2~0.6, 远小于 1, 发生剪切破坏风险较小。由于盖层、底托层孔隙度、渗透率较小, 整个注采过程中孔隙压力基本不变, 力学完整性变化也不大, 因此不详细叙述。

2) 储层力学完整性评价

不同时刻储层最小有效主应力和剪切安全因子分布如图 3 所示, 在注采过程中, 储层最小有效主应力介于 20~50 MPa, 剪切安全因子介于 0~0.3, 发生张拉和剪切破坏风险较小。储层最小有效主应力与剪切安全因子变化如图 4 所示, 注气过程破坏风险与剪切破坏风险增大, 主要注采区域破坏风险相对较高。

3) 断层力学完整性评价

各种实践表明: 断层面破坏形式主要为剪切破坏, 在

通常情况下, 未达到张性破坏前, 就已发生剪切破坏^[8]。因此, 仅需分析断层剪切破坏风险。

不同时刻断层孔隙压力和剪切安全因子如图 5 所示。可以发现在采气过程中, 断层孔隙压力减小, 剪切破坏风险减小, 注气后孔隙压力增大, 主要注采区域断层剪切破坏风险增大, 但仍未达到断层剪切破坏临界值。

在原有刚度设置上(如 2.3 节所示)乘以 10 和除以 10 共得到 3 组取值: A 组(乘以 10)、B 组(保持不变)、C 组(除以 10)。通过计算 3 种不同刚度取值下的断层安全因子来阐述刚度取值对断层结果的影响。图 6 描述了储气库各阶段下不同断层刚度取值对不同位置剪切安全因子的影响, 从结果来看, 断层取值对计算结果的影响很小, 可忽略不计。

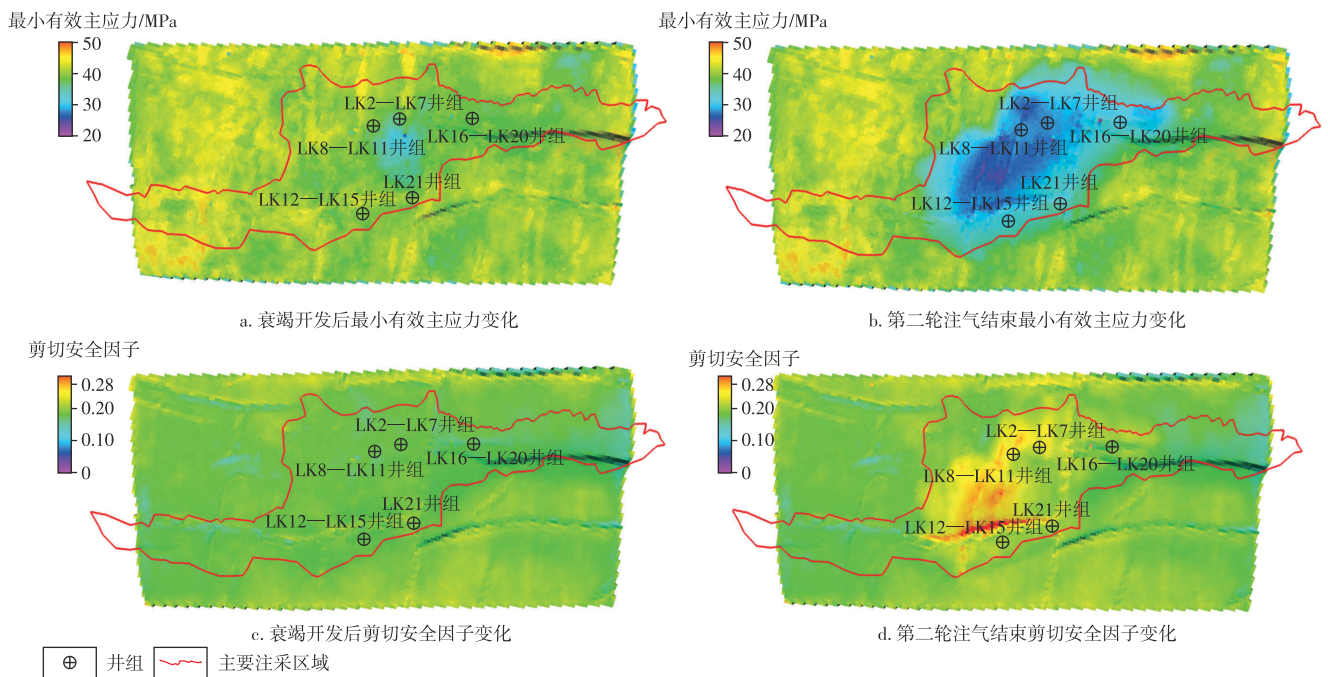


图 3 X 储气库储层不同时刻最小有效主应力、剪切安全因子变化

Fig. 3 Variations of minimum effective principal stress and shear safety factor of reservoir at different times in gas storage X

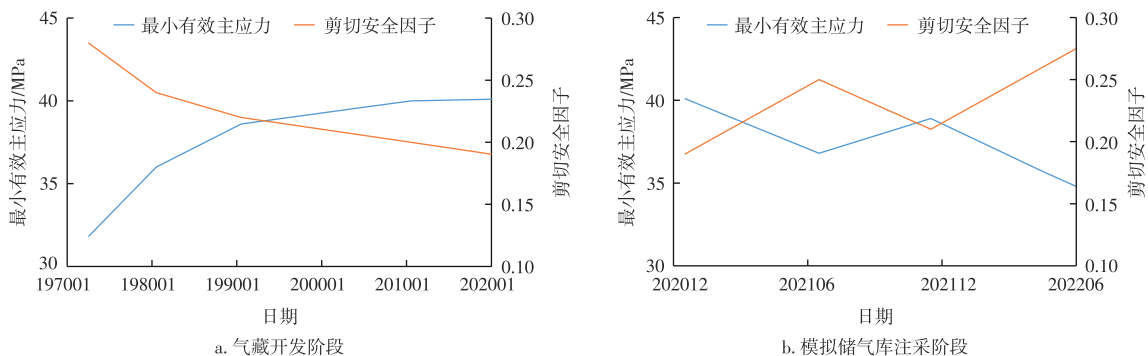


图 4 X 储气库储层最小有效主应力、剪切安全因子变化

Fig. 4 Variations of minimum effective principal stress and shear safety factor of reservoir in gas storage X

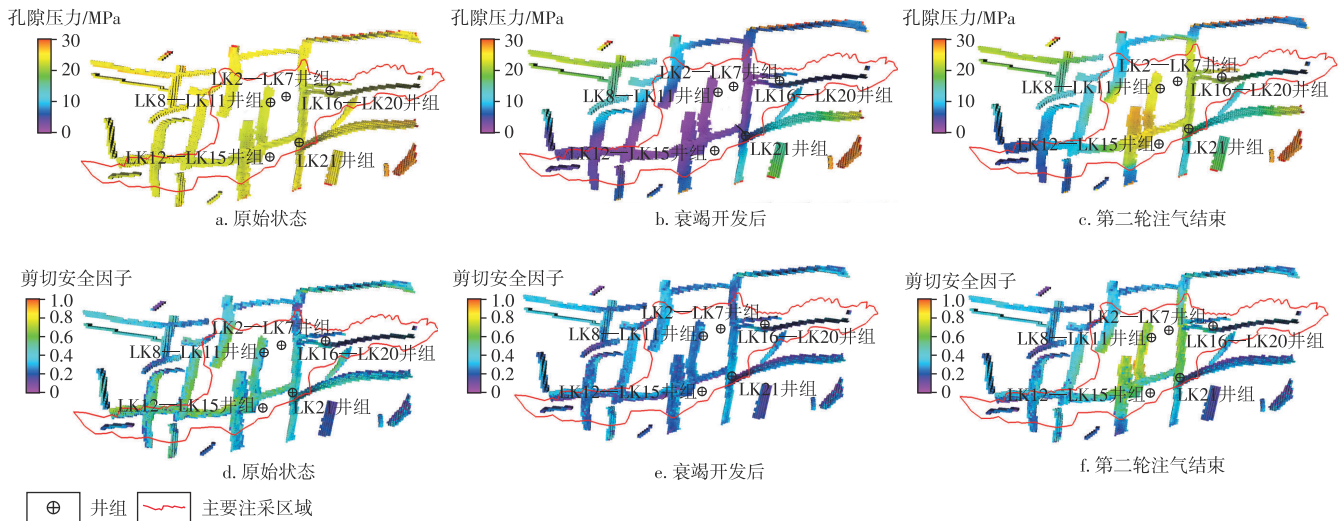


图5 X储气库不同时刻断层孔隙压力和剪切安全因子

Fig. 5 Pore pressure and shear safety factors of fault at different times in gas storage X

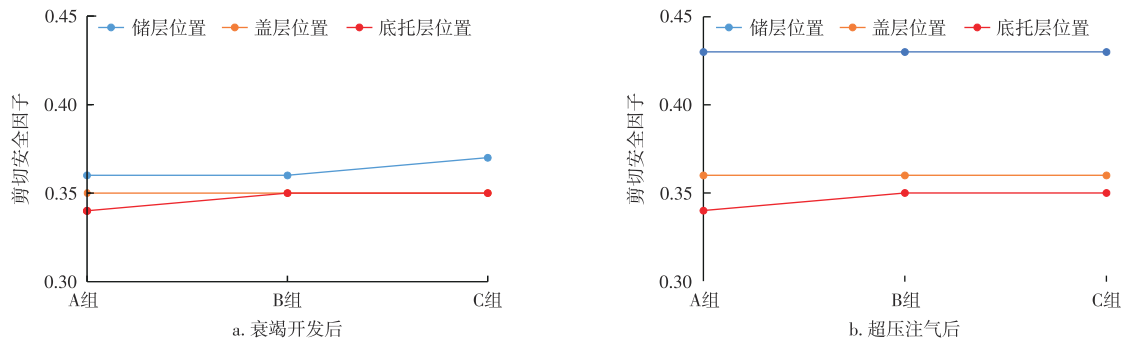


图6 X储气库不同断层刚度取值下剪切安全因子分布

Fig. 6 Distribution of shear safety factors under different fault stiffness values in gas storage X

4.4 注采方案优化

为了提高X储气库储气量,根据各注采井注采能力和注采区域物性优化注采方案,调整各井注气速度,使注采能力最大化。第一次注气减少靠近断层的LK7、LK17、LK18井组的注气速率,增加其余各井注气速率;第二次注气减少靠近断层的LK7、LK13、LK17—LK19井组的注气速率,增加其余各井注气速率。

分析调整注采速度后断层剪切破坏风险,衰竭开发和第二轮注气后断层剪切安全因子如图7所示;第二轮注气后断层达到剪切破坏临界值(注气导致孔隙压力增大,有效正应力减小,导致部分位置破坏)。

为了保证X储气库力学完整性,进行第二次注采优化,减小剪切破坏风险相对较高的断层处注采井组(LK2、LK10—LK15、LK6—LK7井组)的井底压力上限值,增大剪切破坏风险相对较低的断层处注采井组

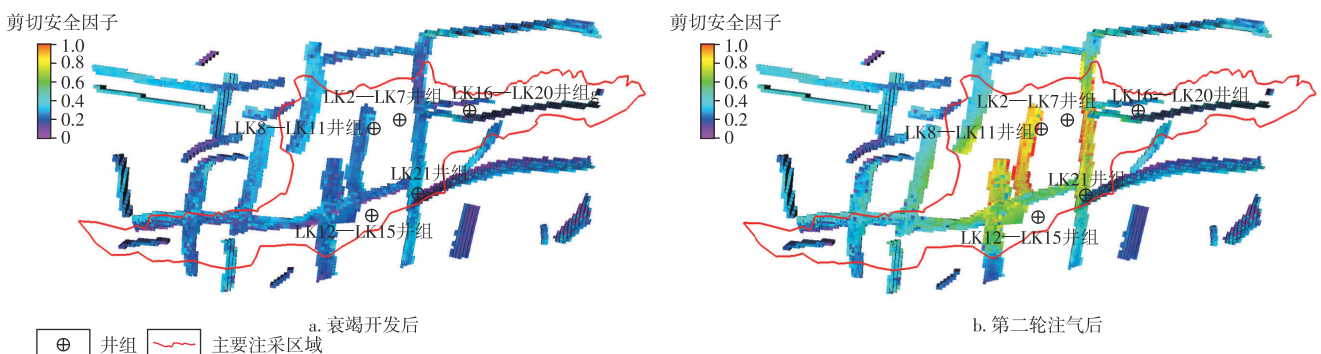


图7 X储气库第一次优化后断层剪切安全因子对比

Fig. 7 Comparison of fault shear safety factor after first optimization in gas storage X

(LK3—LK5、LK16—LK18、LK8井组)的注气速率和井底压力上限值,在确保储气库力学完整性的前提下尽可能提高储气量。

分析第二次优化后断层剪切破坏风险,衰竭开发后和第二次优化第二轮注气后断层剪切安全因子如

图8a、图8b所示。结果发现进行第二次优化、第二轮注气结束时断层未达到剪切破坏临界值。储气库累计注气量、累计注采气量对比如图8c、图8d所示,可知优化后累计注气量较优化前增加了34%,结果表明了该优化方案对提高储气库储气量起到了积极作用。

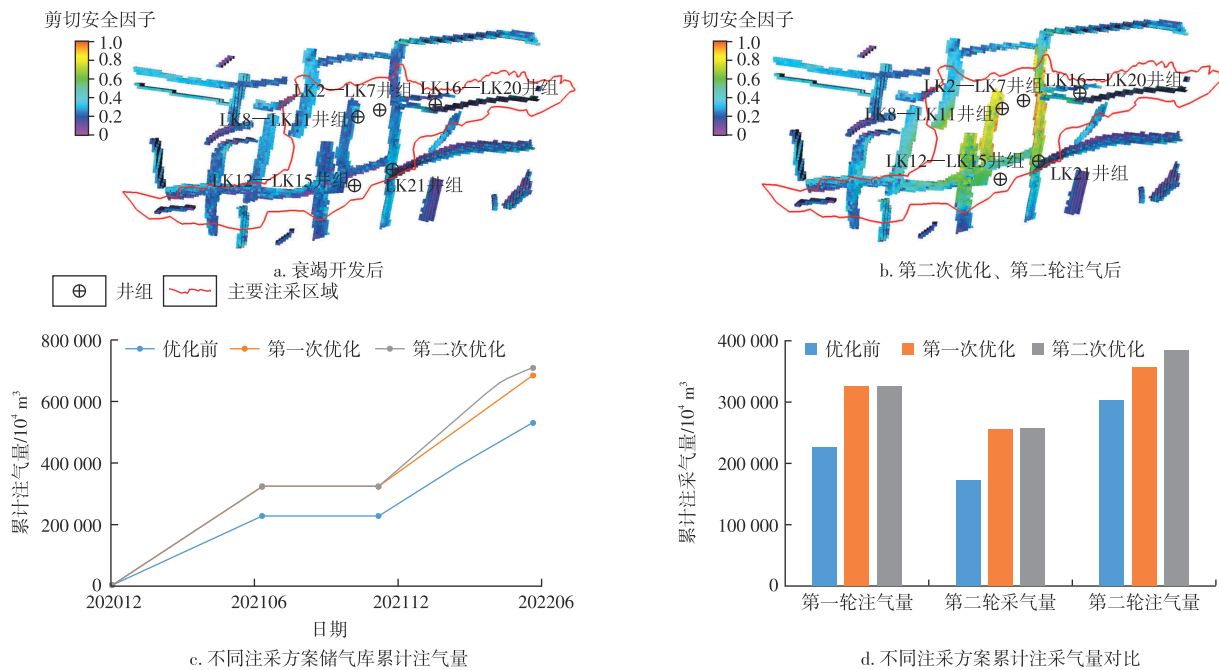


图8 X储气库第二次优化后断层剪切安全因子与累计注采气量对比

Fig. 8 Comparison of fault safety factor and cumulative injection–production gas volume after second optimization in gas storage X

5 结论

1) 综合X储气库测井资料、室内实验数据、生产数据和地质模型建立四维动态地质力学模型,基于有限元方法开展X储气库四维地应力单向耦合模拟,分析注采阶段应力变化规律,完成力学完整性评价并优化注采方案。

2) X储气库龙潭组盖层杨氏模量较小、泊松比较大、强度较弱。岩性越偏泥岩,模量越小,水平向应力越小。

3) 注采过程中,岩石基质发生破坏风险较小,其中储层主要注采区域在注气后破坏风险增大。主要注采区域内断层在超压注气后有剪切破坏风险。

4) 在保证X储气库力学完整性前提下,优化注采方案后累计注气量较优化前增加了34%。

参考文献

[1] YANG Y, LI L, WANG X, et al. Simulation study of hydrogen sulfide removal in underground gas storage converted from the multilayered sour gas field[J]. *International Journal of Coal Science & Technology*, 2023, 10(1): 71.

[2] 糜利栋, 曾大乾, 刘华, 等. 天然气地下储气库智能化建设关键技术及其发展趋势[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(2): 581-592.

MI Lidong, ZENG Daqian, LIU Hua, et al. Key technologies and

development trends for intelligent construction of underground gas storage facilities[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 581-592.

[3] 糜利栋, 曾大乾, 李遵照, 等. 中国石化地下储气库智能化建设进展及展望[J]. *世界石油工业*, 2023, 30(6): 88-95.

MI Lidong, ZENG Daqian, LI Zunzhao, et al. Progress and prospect of intelligent of Sinopec underground gas storage[J]. *World Petroleum Industry*, 2023, 30(6): 88-95.

[4] 糜利栋, 曾大乾, 刘华, 等. 中国石化地下储气库一体化综合平台研发与应用[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(6): 781-788.

MI Lidong, ZENG Daqian, LIU Hua, et al. Development and application of Sinopec integrated management platform for underground gas storage[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(6): 781-788.

[5] 杨雪峰, 闫伟林, 周聪, 等. 基于实验的碳酸盐岩气藏储量计算: 以X气藏为例[J]. *天然气勘探与开发*, 2024, 47(3): 12-22.

YANG Xuefeng, YAN Weilin, ZHOU Cong, et al. Experiment-based reserve calculation for carbonate gas reservoirs: Taking X gas reservoir as an example[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2024, 47(3): 12-22.

[6] 糜利栋, 张睿, 曾大乾, 等. 在产气藏季节调峰选区评价体系及标准[J]. *天然气工业*, 2025, 45(2): 73-83.

MI Lidong, ZHANG Rui, ZENG Daqian, et al. Evaluation system and standard of seasonal peak-shaving and area selection for gas reservoirs under production[J]. *Natural Gas Industry*, 2025, 45(2): 73-83.

[7] 郑鑫, 赵昱超, 赵梓寒, 等. 缝洞型碳酸盐岩储气库地应力变化特征及力学完整性研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(5): 814-824.

- ZHENG Xin, ZHAO Yuchao, ZHAO Zihan, et al. Mechanism investigation on in-situ stress characteristics and mechanical integrity of fracture-cavity carbonate underground gas storage reservoir[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(5): 814-824.
- [8] 贾善坡, 付晓飞, 王建军. 孔隙型地下储气库圈闭完整性评价[M]. 北京: 科学出版社, 2020.
- JIA Shanpo, FU Xiaofei, WANG Jianjun. Evaluation of trap integrity of porous underground gas storage[M]. Beijing: Science Press, 2020.
- [9] 邓惠, 杨胜来, 刘义成, 等. 缝洞型碳酸盐岩底水气藏水侵规律预测新方法[J]. *天然气勘探与开发*, 2023, 46(2): 37-43.
- DENG Hui, YANG Shenglai, LIU Yicheng, et al. A new method for predicting water-invasion laws in fractured-vuggy carbonate gas reservoirs with bottom water[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2023, 46(2): 37-43.
- [10] 袁飞宇, 王鸿鹏, 乐平, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏单井注气影响因素模拟分析[J]. *非常规油气*, 2023, 10(4): 86-94.
- YUAN Feiyu, WANG Hongpeng, YUE Ping, et al. Simulation analysis of influencing factors of single well gas injection in fracture-vuggy carbonate reservoir[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(4): 86-94.
- [11] MI L, GUO Y, LI Y, et al. Evaluation of the dynamic sealing performance of cap rocks of underground gas storage under multi-cycle alternating loads[J]. *Energy Geoscience*, 2024, 5(4): 129-136.
- [12] 张东星. 断块油气藏型储气库封闭性评价研究: 以大港油田板中北储气库为例[J]. *广东石油化工学院学报*, 2018, 28(3): 30-33.
- ZHANG Dongxing. Study on UGS sealing evaluation of fault-block oil & gas reservoir: A case study of the Banzhongbei UGS in Dagang oilfield[J]. *Journal of Guangdong University of Petrochemical Technology*, 2018, 28(3): 30-33.
- [13] 刘林, 桑琴, 曹建, 等. 枯竭气藏改建储气库盖层封闭能力综合评价: 以川西北中坝气田须二气藏为例[J]. *大庆石油地质与开发*, 2022, 41(6): 42-50.
- LIU Lin, SANG Qin, CAO Jian, et al. Comprehensive evaluation of sealing capacity of depleted gas reservoir reconstructed to gas storage: A case study of Xu 2 gas reservoir in Zhongba Gas Field, northwest Sichuan[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2022, 41(6): 42-50.
- [14] 阳小平, 程林松, 何学良, 等. 地下储气库断层的完整性评价[J]. *油气储运*, 2013, 32(6): 578-582.
- YANG Xiaoping, CHENG Linsong, HE Xueliang, et al. Faults integrity assessment of underground gas storage[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2013, 32(6): 578-582.
- [15] 赵昱超, 罗瑜, 李隆新, 等. 地下储气库地应力模拟研究与地质完整性评估: 以相国寺为例[J]. *地质力学学报*, 2022, 28(4): 523-536.
- ZHAO Yuchao, LUO Yu, LI Longxin, et al. In-situ stress simulation and integrity evaluation of underground gas storage: A case study of the Xiangguosi underground gas storage, Sichuan, SW China[J]. *Journal of Geomechanics*, 2022, 28(4): 523-536.
- [16] BAKHTIARI M, SHAD S, ZIVAR D, et al. Coupled hydro-mechanical analysis of underground gas storage at Sarajeh field, Qom formation, Iran[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 92: 103996.
- [17] JEANNE P, ZHANG Y, RUTQVIST J. Influence of hysteretic stress path behavior on seal integrity during gas storage operation in a depleted reservoir[J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2020, 12(4): 886-899.
- [18] 朱海燕, 宋宇家, 唐煊赫. 页岩气储层四维地应力演化及加密井复杂裂缝扩展研究进展[J]. *石油科学通报*, 2021, 6(3): 396-416.
- ZHU Haiyan, SONG Yujia, TANG Xuanhe. Research progress on 4-dimensional stress evolution and complex fracture propagation of infill wells in shale gas reservoirs[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2021, 6(3): 396-416.
- [19] ZHANG G, ZHU S, ZENG D, et al. Sealing capacity evaluation of underground gas storage under intricate geological conditions[J]. *Energy Geoscience*, 2024, 5(3): 100292.
- [20] 褚洪涛. 基于LM区块断层稳定性评价的储气库注采方案设计[D]. 大庆: 东北石油大学, 2023.
- CHU Hongtao. Design of gas storage injection and production scheme based on fault stability evaluation of LM block[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2023.
- [21] 李进步, 夏勇, 王德龙, 等. 鄂尔多斯盆地低渗岩性气藏型储气库建库设计与运行优化关键技术[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(8): 1442-1451.
- LI Jinbu, XIA Yong, WANG Delong, et al. Key technologies of construction design and operation optimization for underground gas storage of low permeability lithologic gas reservoirs in Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(8): 1442-1451.
- [22] 张东旭, 张烈辉, 唐慧莹, 等. 致密油多级压裂水平井流-固全耦合产能数值模拟[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(2): 338-347.
- ZHANG Dongxu, ZHANG Liehui, TANG Huiying, et al. Fully coupled fluid-solid productivity numerical simulation of multistage fractured horizontal well in tight oil reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(2): 338-347.
- [23] WANG B, JIANG Y, ZHANG Q, et al. Shear behaviors of intermittent joints subjected to shearing cycles under constant normal stiffness conditions: Effects of loading parameters[J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2025, 17(5): 2695-2712.
- [24] LI H, LI X, LIU H. Analytical solution for evaluating the effects of buried fault dislocation on segmental tunnel considering the plastic yield behavior of circumferential joints[J]. *Alexandria Engineering Journal*, 2024, 97: 319-332.
- [25] ZHANG L, ZHANG C, LIU N, et al. The normal stiffness effect on fault slip mechanical behaviour characteristics[J]. *Engineering Geology*, 2024, 338: 107609.
- [26] 范桃园, 吕承训, 吕古贤. 构造成矿作用的地应力分析: 研究现状与思考[J]. *现代地质*, 2024, 38(4): 865-872.
- FAN Taoyuan, LYU Chengxun, LYU Guxian. Analysis of crustal stress in tectonic ore-forming processes: Research status and thought [J]. *Geoscience*, 2024, 38(4): 865-872.
- [27] 孙自明, 卞昌蓉, 刘光祥. 峨眉山幔柱主要研究进展及四川盆地二叠纪成盆动力学机制[J]. *现代地质*, 2023, 37(5): 1089-1099.
- SUN Ziming, BIAN Changrong, LIU Guangxiang. Advances on the understanding in the Emeishan mantle plume and dynamic mechanism of the Permian Sichuan Basin Formation[J]. *Geoscience*, 2023, 37(5): 1089-1099.
- [28] CAI W J, DENG J E, FENG Y C, et al. 3D geomechanics modeling of Indonesia B oilfield and its application in wellbore stability[J]. *Arabian Journal of Geosciences*, 2022, 15(4): 358.
- [29] 吕古贤, 张宝林, 胡宝群, 等. 构造物理化学的理论纲要和应用前景[J]. *现代地质*, 2024, 38(4): 837-852.
- LYU Guxian, ZHANG Baolin, HU Baoqun, et al. Theoretical outline and application prospects of tectonophysicochemistry[J]. *Geoscience*, 2024, 38(4): 837-852.