第 28 卷第 4 期
2022 年 8 月

地 质 力 学 学 报
JOURNAL OF GEOMECHANICS

Vol. 28 No. 4
Aug. 2022

引用格式：赵昱超，罗瑜，李隆新，等，2022. 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，28（4）：523-536. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2021138

Citation：ZHAO Y C，LUO Y，LI L X，et al.，2022. 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，28（4）：523-536. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2021138

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

赵昱超[1]，罗　瑜[1]，李隆新[1]，周　源[1]，李力民[2]，王　霞[1]
ZHAO Yuchao[1]，LUO Yu[1]，LI Longxin[1]，ZHOU Yuan[1]，LI Limin[2]，WANG Xia[1]

1. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院，四川 成都 610051；
2. 中国石油西南油气田公司储气库管理处，重庆 401120
1. *Exploration and Development Research Institute of Southwest Oil & Gas Field Company*（*CNPC*），*Chengdu* 610051，*Sichuan*，*China*；
2. *Gas Storage Administrative Division of PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company*，*Chongqing* 401120，*China*

In-situ stress simulation and integrity evaluation of underground gas storage：A case study of the Xiangguosi underground gas storage，Sichuan，SW China

Abstract：To ensure the national demand for gas supply and peak shaving，a project of capacity expansion is proposed for the Xiangguosi underground gas storage（UGS）. A geologic integrity evaluation is urgently needed to optimize the upper operating pressure and ensure the long-term safe operation. Thus，based on the geological，seismic，well logging，and dynamic monitoring data as well as the indoor core experimental data，3D static and 4D geomechanical models were established for this UGS. Some geomechanical characteristics of the geological body were analyzed. The stability of the caprock，base，and fault under different reservoir pressure was individually simulated and evaluated as well. The results show that，both the caprock of the Liangshan Formation and the base of the Hanjiadian Formation may produce a little formation deformation during the operation；the five reservoir-controlling faults have no risk of fault activation during the early UGS operation under current stress conditions，and their sealing performance is good；when the reservoir pressure is higher than the original formation pressure of 6 MPa，the integrity of the Xiangguosi UGS is at risk of instability. This research accurately and quantitatively evaluate the operation safety of the Xiangguosi UGS under the influence of dynamic stress field，which has important guiding significance for the optimization of its operation plan.

Keywords：Xiangguosi；underground gas storage；4D geomechanical model；stress-strain simulation；geologic integrity of gas storage

摘　要：为保障国家调峰保供需求，目前相国寺地下储气库（以下简称储气库）提出并正在进行扩压增量工程，为有效指导储气库运行上限压力优化，同时确保储气库长期安全运行，亟需对相国寺储气库开展地质体完整性评估。综合地质、地震、测井、动态监测资料以及各类室内岩芯实验数据，建立相国寺储气库三维静态及四维地质力学模型，分析了储气库地质体地质力学特征，分别对不同气藏孔隙压力特征下的盖层、底托层、断层稳定性进行应力应变模拟及评估。结果表明：梁山组盖层以及韩家店组底托层在储气库运行过程中产生的地层形变量小；5 条控藏断层在储气库前期运行及现今注采条件下没有断层

基金项目：中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目（2021DJ6505）
This research is financially supported by the Scientific Research and Technology Development Project of CNPC（Grant 2021DJ6505）
第一作者简介：赵昱超（1993—），男，硕士，工程师，主要从事地质建模与地质力学建模工作。E-mail：zyccom8159@petrochina.com.cn
收稿日期：2021-10-25；**修回日期**：2022-04-28；**责任编辑**：范二平

活化风险；模拟储气库注入压力高于原始气藏压力 6 MPa 时，储气库地质体完整性存在失稳风险。研究成果精细定量化评估了储气库在动态应力场影响下的运行安全，对优化储气库运行方案具有重要的指导意义。

关键词：相国寺；地下储气库；四维地质力学模型；应力应变模拟；储气库地质体完整性

中图分类号：TE822 **文献标识码**：A **文章编号**：1006-6616（2022）04-0523-14

DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2021138

0 引言

如今，国内天然气消费需求在经济复苏、碳减排政策等因素拉动下大幅增长，“淡季不淡、旺季更旺”的形式更加突出，供需紧张局面持续加剧，保供形势日益严峻。地下储气库（以下简称为储气库）作为解决天然气供应量与消费需求不均衡矛盾的重要设施（张刚雄等，2017；马新华等，2018），起着天然气调峰与保供功能的重要作用并日益突显（丁国生，2011；董绍华和张行，2018；雷鸿，2018）。

相国寺储气库作为四川盆地首座储气库，其肩负着西南地区季节调峰、市场保供的责任。随着国家清洁能源战略部署的推进，天然气消费的跨越式增长，相国寺储气库任务十分艰巨。为进一步提升储气库的工作气量以及最大应急调峰能力，郑雅丽等（2020）认为，除了增加新库之外，还可以通过提高在役储气库的运行上限压力增加调峰气量。但这必须以储气库安全稳定运行为前提，需要对储气库的完整性进行系统的评价（丁国生和王皆明，2011；罗金恒等，2019；魏国齐等，2019）。目前，从已有研究成果上来说，在储气库地面设施（董绍华等，2013）与井筒（范伟华等，2014；杜安琪和蒋建勋，2016；刘文忠，2017）等方面完整性的研究较多，已形成相应体系，而储气库地质体因其复杂性以及缺乏相应监测手段，使得储气库地质体完整性的研究尚未形成体系且存在局限性，多限于利用室内实验的方法对储气库盖层、断层的单一静态评价（林建品等，2015；廖伟等，2021）。因此亟需开展相关的研究进行储气库地质完整性的综合评价。

储层地质力学在油气勘探开发的领域中扮演着重要的角色（Zoback，2007；江同文等，2017；孟召平等，2019；江同文等，2020；周长所等，2020），虽在储气库完整性评价中应用较少，但同样适用（陈加松等，2018；王成虎等，2020），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。文中通过四维地质力学模拟的方法对相国寺储气库地质力学特征进行了分析，系统地、动态地评估了其地质体完整性，包括盖层与底托层的力学完整性与断层的稳定性。同时通过模拟提高储气库运行上限压力的手段，得到相国寺在不破坏地质完整性的情况下可提高的上限压力。可以有效指导储气库高效安全运行，为相国寺储气库运行压力区间调整，提高工作气量工程提供支撑。

1 相国寺储气库基本概况

相国寺石炭系气藏是四川盆地首个发现并投入开发的石炭系黄龙组气藏，也是开发效果最好的石炭系气藏。气藏构造高陡，为华蓥山背斜带往南帚状分支中最东部的一受倾轴逆断层控制的“断垒型”狭长背斜；地层层序正常，与邻区一致（图 1），储层薄，实钻井地层厚度最大 26.5 m，绝大部分在 10 m 左右；物性好，为裂缝-孔隙型储层，平均孔隙度 7.26%，渗透率 257.20~360.55 mD；气藏连通性好，视均质；气质纯，天然气组分以甲烷为主，不含硫化氢；压力系数为 1.24，属常压气藏。

相国寺气藏历经 30 余载的开发，最终采出率高达 90%以上，且因其优质的地质储藏条件，选作改建储气库库址（吴建发等，2007；毛川勤和郑州宇，2010），并于 2011 年 10 月开工建设，2013 年 6 月开始注气，2014 年 12 月调峰采气，是典型的枯竭气藏型储气库（吴建发等，2012）。注采压力区间为 11~28 MPa，工作气量 22.8×10^8 m^3，截止到 2021 年底，相国寺经历“八注七采”，共累计注气 106.28×10^8 m^3，累计采气 85.94×10^8 m^3，最大调峰气量达 2500×10^4 m^3/d。

为进一步满足国家天然气调峰保供需求，同时保障储气库安全高效稳定运行，相国寺储气库正在进行扩大工作压力区间、提高工作气量工程。

图 1　相国寺地层综合柱状图

Fig. 1　Sedimentary features of the Xiangguosi gas reservoir

目前，已经开展了相应的储气库静态封闭性实验，文章在此基础上开展储气库地质体完整性动态评估，进一步完善储气库地质体完整性评价体系，为相国寺储气库提高工作气量提供有效的技术支撑。

2　相国寺储气库地质力学特征分析与建模

四维地质力学模拟手段在储气库领域的应用，不仅能够有效评估储气库完整性，还能指导与支持储气库的优化运行。通常利用地震、钻井、测井、试井及室内实验分析等资料（黄继新等，2006；Downie et al.，2013；Yu et al.，2013；Ramanathan et al.，2014；孟召平等，2019；陈念等，2021）针对工区建立地质力学模型，将储层流动模型与精细有限元模型耦合，通过精细模拟计算储层开发过程中不同时期的地应力状态（任浩林等，2020；廖伟等，2021），从而实现从气藏生产衰竭到改建储气库后的高速注采整个生产过程的地质力学特征分析，并且开展不同生产制度模拟，即超过现行最大注入压力（28 MPa）运行后的地质完整性评估，评估包括盖层、底托层与断层的完整性（林建品等，2015；付晓飞等，2018；张广权等，2021）。

2.1　一维地质力学特征分析

对井上的力学特征分析是开展地质力学建模与四维地质力学模拟的重要基础，其中力学特征分析包括岩石力学参数、孔隙压力以及主应力的大小分布和方向（Zoback，2007）。

（1）岩石力学参数

文中聚焦储气库完整性，针对性地划分出 6 类地层，涵盖盖层、上覆渗透层、储层以及底托层。通过拟合纵/横波曲线计算以及钻井数据分析获取动态岩石力学参数，将其与室内岩石力学参数实验数据进行比对校准，实现岩石力学参数的动静态转化，最终获得了相国寺储气库不同岩石类型地层正演数学模型（表 1），该模型能够准确反映岩石力学动静态参数相关性。

（2）上覆岩层压力

地表下任意一点的上覆岩层压力都是由该点

表 1 不同岩石类型地层岩石力学参数正演数学模型

Table 1 Correlation statistics of rock mechanics parameters of different lithologies and strata

层位与岩性	V_S/(km/s)	静态杨氏模量/GPa	静态泊松比	内聚力/MPa	内摩擦系数
上覆白云岩地层	$0.3739\times V_P+0.7672$	$0.9\times E_{dyn}$	PR_{dyn}	$0.0018\times e^{(3.7938\times RHOB)}$	$\tan(18.532\times V_P 0.5148)$
龙潭组页岩	$0.5037\times V_p+0.0521$	$0.45\times E_{dyn}$	$0.65\times PR_{dyn}$	$0.221\times E_{sta} 0.712$	$\tan\{\arcsin[(V_P-1)/(V_P+1)]\}\times 0.7$
上覆灰岩地层	$-0.019\times V_P{}^2+0.693\times V_P-0.416$	$0.9\times E_{dyn}$	PR_{dyn}	$0.0018\times e^{(3.7938\times RHOB)}$	$\tan(18.532\times V_P 0.5148)$
梁山组页岩	$0.5037\times V_p+0.0521$	$0.45\times E_{dyn}$	$0.65\times PR_{dyn}$	$1.65\times E_{sta} 0.89$	$\tan\{\arcsin[(V_P-1)/(V_P+1)]\}\times 0.7$
黄龙组白云岩	$0.3696\times V_P+1.1682$	$0.9\times E_{dyn}$	PR_{dyn}	$96.62\times e^{(-0.94\times PHI)}$	$\tan(18.532\times V_P 0.5148)$
韩家店组页岩	$0.5037\times V_P+0.0521$	$0.45\times E_{dyn}$	$0.65\times PR_{dyn}$	$0.221\times E_{sta} 0.712$	$\tan\{\arcsin[(V_P-1)/(V_P+1)]\}\times 0.7$

注：V_S—横波速度；V_P—纵波速度；E_{sta}—静态杨氏模量；E_{dyn}—动态杨氏模量；PR_{dyn}—动态泊松比；*RHOB*—岩石密度；*PHI*—孔隙度

之上的岩石柱重力引起的。假设某一个深度点，深度为 z，则其上覆岩层压力 S_V 是利用公式（1）对该点上方的重量通过积分进行计算的，涵盖了从地表至该点深度的所有范围。

$$S_V(z)=\int_0^z \rho(z)g\mathrm{d}z \tag{1}$$

式中：S_V 为上覆岩层压力，MPa；$\rho(z)$ 岩石体积密度，kg/m^3；g 为重力加速度，m/s^2；z 为地表至目标层的垂直深度，m。通过密度积分直接获得工区上覆岩层压力系数为 2.67~2.70。

（3）孔隙压力

孔隙压力是地质力学分析的重要元素，在整个区域的应力变化中起着重要作用。文中孔隙压力（P_p）是通过对钻井井史与早期生产井原始压力解释获得，浅层为正常压力，上覆产层长兴组压力系数升高至 1.4~1.5，梁山组以下则降至 1.2~1.3，储气库黄龙组地层压力系数约为 1.2（图 2）。

（4）水平主应力

目前，国内外最小水平应力的计算方法有很多种，包括基于测井曲线的计算公式和直接测量法，如有效应力比值法、地漏试验、拓展地漏试验、微压裂测试、水力压裂等。此次研究是采用有效应力比值法，见公式（2）。通过计算获取有效应力比 $ESR_{FIT/LOT}$ 范围区间，结合微压裂测试数据进行约束，获得不同类型岩层最小水平主应力有效应力比 ESR_{Shmin}。

$$ESR_{FIT/LOT}=\frac{(FITorLOT-P_P)}{(S_V-P_P)} \tag{2}$$

式中：*FIT* 为地层承压试验结果，MPa；*LOT* 为地层漏失压力试验结果，MPa；P_P 为孔隙压力，MPa；S_V 为上覆岩层压力，MPa。

基于井壁崩落特征，结合某一层段岩石力学强度、钻井泥浆比重、上覆地层压力、孔隙压力等数据进行应力多边形计算，反演得出最大水平主应力（S_{Hmax}）。因而，确定了不同岩性地层的最小水平主应力与最大水平主应力有效应力比 ESR_{Shmin} 与 ESR_{SHmax}，计算得出泥页岩地层 ESR_{Shmin} 与 ESR_{SHmax} 分别为 0.55 与 1.18，碳酸盐岩地层 ESR_{Shmin} 与 ESR_{SHmax} 分别为 0.7 与 1.3。进而建立了适用于不同类型岩层的各井水平应力剖面（公式（3）（4）；图 2）。并通过成像测井获取的井眼崩落数据分析崩落方位，确定工区最大水平主应力方位为 103±10°N（图 3）。

$$S_{hmin}=ESR_{Shmin}\times(S_V-P_P)+P_P \tag{3}$$

$$S_{Hmax}=ESR_{SHmax}\times(S_V-P_P)+P_P \tag{4}$$

式中：P_P 为孔隙压力，MPa；S_V 为上覆岩层压力，MPa；S_{hmin} 为最小水平主应力，MPa；S_{Hmax} 为最大水平主应力，MPa。

2.2 三维静态及四维地质力学建模

三维静态地质力学模型是四维地质力学模型的基础，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随着开发时间的动态变化规律，所以将应力特征研究“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。

2.2.1 三维地质力学建模

文中依据流程（图 4a）完成了整个三维地质力学模型，其中三维地质模型平面面积为 345.24 km^2、纵向上建模范围为 820~-3850 m（图 4b），由浅至深包括地表、间接盖层龙潭组地层、直接盖层梁山组地层、生产层黄龙组地层以及底托层韩家店组地层在内共计 12 个层系，划分了 168 个小层。断层系统包括了 59 条断层，均为逆断层。模型的平面精度为 100 m×100 m，全区全层系总计 $500\times254\times168=2120.9\times10^4$ 个单元。在一维地质力学特征分析的基础上，结合地震反演数据建立了 8 个地质力学属性模型，主要包括：泊松比、杨氏模量、内摩擦系数、上覆岩层压力、孔隙压力、水平主应力（最大和最小）（图 4c—4h）。

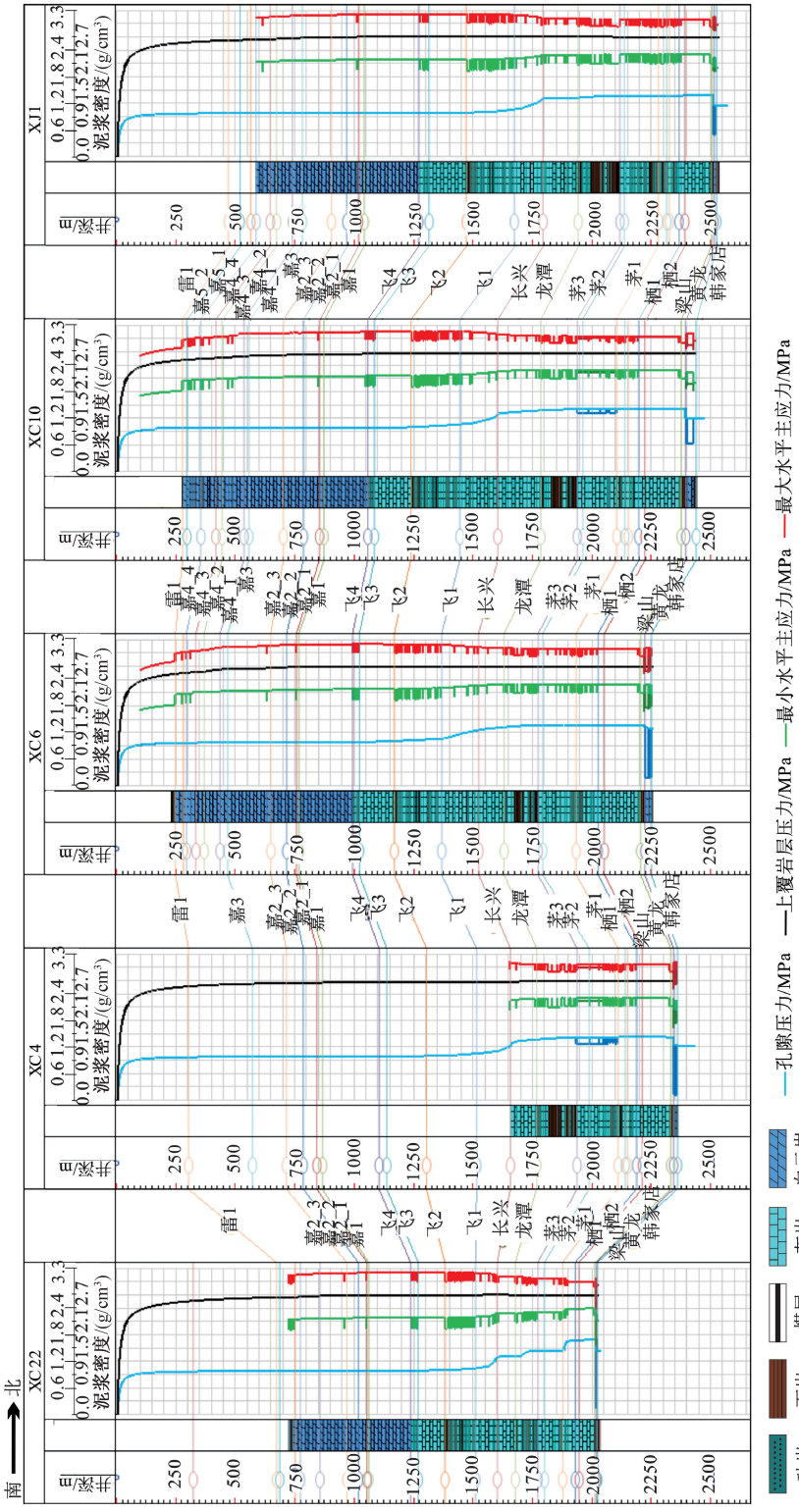


图2　研究区连井应力剖面图

Fig.2 Cross-well stress profile of the study area

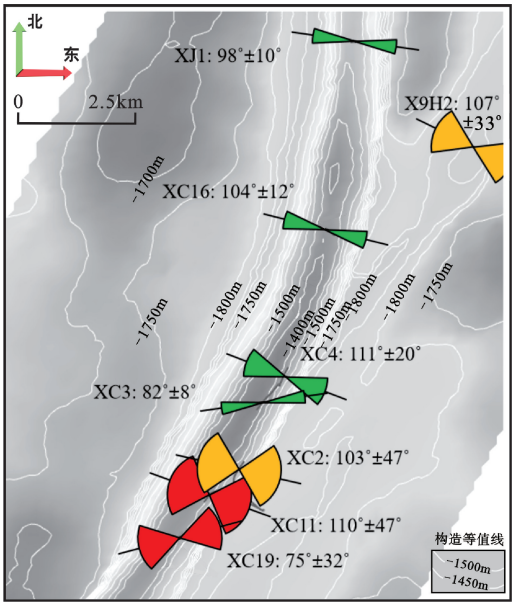


图 3 单井最大水平主应力方向图

Fig. 3 Directions of the maximum horizontal principal stress of single wells

2.2.2 四维地质力学模拟

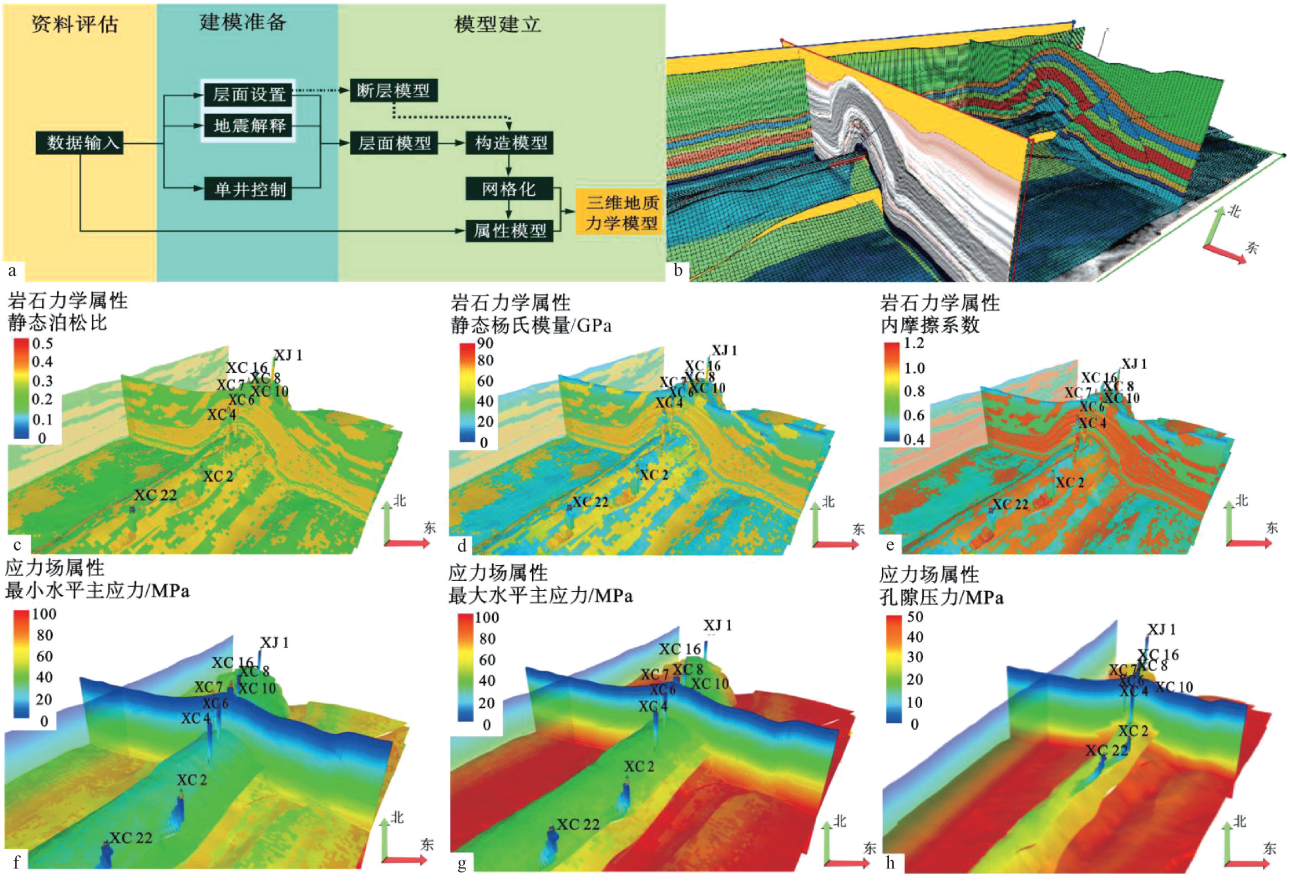
（1）预处理

将三维地质力学模型拓展，垂向上为了准确捕获工区重点研究层位的应力变化，将储层黄龙组、直接盖层梁山组、底托层韩家店组层位各分为 10 个子层，网格纵向精度小于 1 m，兼顾模型的分辨率和模拟计算效率；横向上将模型边界外延约 5000 m，以消除边界效应对重点研究区域的影响。

随后将模型进行离散成有限元网格（四面体网格），并设置耦合的孔压单元，将相关的属性和岩石力学参数赋值到网格中。定义岩石材料模型，最后设置模型的边界条件为：①自由面（如模型顶部）没有位移约束；②模型侧向边界处有侧向约束，即侧面仅有垂直位移自由度；③模型底部是全固定的，即约束了所有的位移自由度。

（2）模拟处理分析

首先是在初始条件下运行模型以达到应力平



a—三维地质力学模型建模流程；b—建模范围；c—静态泊松比属性；d—静态杨氏模量属性；e—内摩擦系数属性；f—最小水平主应力属性；g—最大水平主应力属性；h—孔隙压力属性

图 4 三维地质力学模型建模流程及模型属性

Fig. 4 Modeling process and model attributes of the 3D geomechanical model

(a) 3D geomechanical modeling process; (b) The modeling range; (c) Static Poisson's ratio; (d) Static Young's modulus; (e) Internal friction coefficient; (f) Minimum horizontal principal stress; (g) Maximum horizontal principal stress; (h) Pore pressure

衡，对初始原位应力场进行初始化。然后根据气藏数值模拟提供的孔隙压力变化映射到地应力分析中去，通过地应力分析获得的孔隙度、渗透率以及饱和度的变化返回到数值模拟过程中，实现渗流场-地应力场双向耦合。按时间步对不同时期地应力状态进行动态的仿真模拟（图 5）。

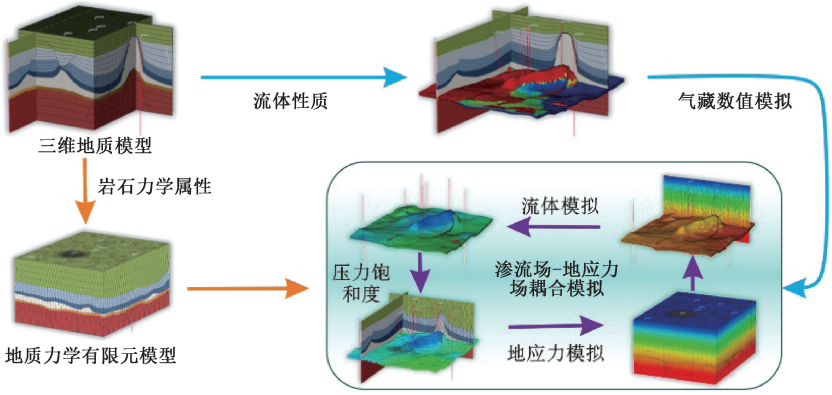


图 5　四维地质力学建模及模拟过程示意图

Fig. 5　Diagram showing the 4D geomechanical modeling and simulation process

模型实现了 16 个地质力学时间步的模拟（图 6），分析了气藏孔隙压力的变化对地应力、应变和位移的影响。除分析气田开发初始阶段（1978 年）和平衡阶段（2013 年）之外，还包括中间 2 个压降阶段（快速下降与平缓下降）的地层压力（即对应的 1989 年和 2012 年）；13 个相国寺储气库阶段循环注采周期过程中黄龙组地层的最大和最小气藏孔隙压力，即每个注采周期结束时的气藏压力分布。

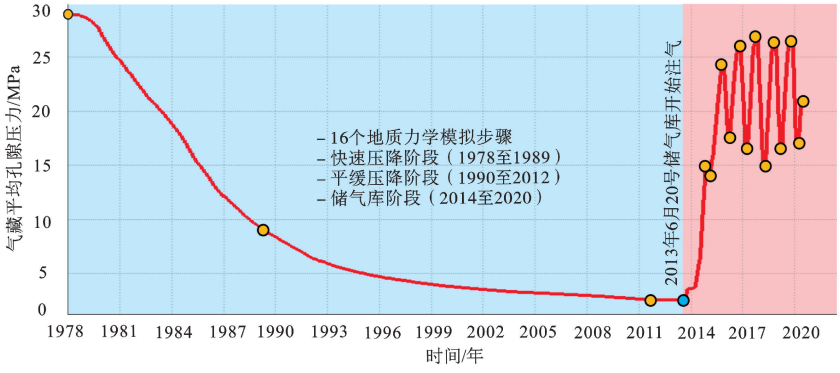


图 6　四维地质力学模拟时间步示意图

Fig. 6　Time step diagram showing the 4D geomechanical simulation

3　相国寺储气库地质体完整性评价与应用

四维地质力学模型可以模拟相国寺储气库从传统气藏开发阶段到储气库生产运行阶段以及模拟提压运行的地质完整性（超过原始地层压力条件），认识储气库提压运行的可行性，为储气库扩大工作气量和最大应急调峰量提供了有效支撑。

其中模拟提压运行是指，在黄龙组气藏原始孔隙压力的基础上，分阶段地均匀地每次增加 3 MPa 地层压力为一次提压生产制度进行模拟，一共增加 4 次，即黄龙组气藏孔隙压力由 28 MPa 增加到 40 MPa，分析评估包括盖层完整性——拉张破坏、盖层完整性——剪切破坏；底托层完整性——拉张破坏、底托层完整性——剪切破坏；断层稳定性等 5 个方面。

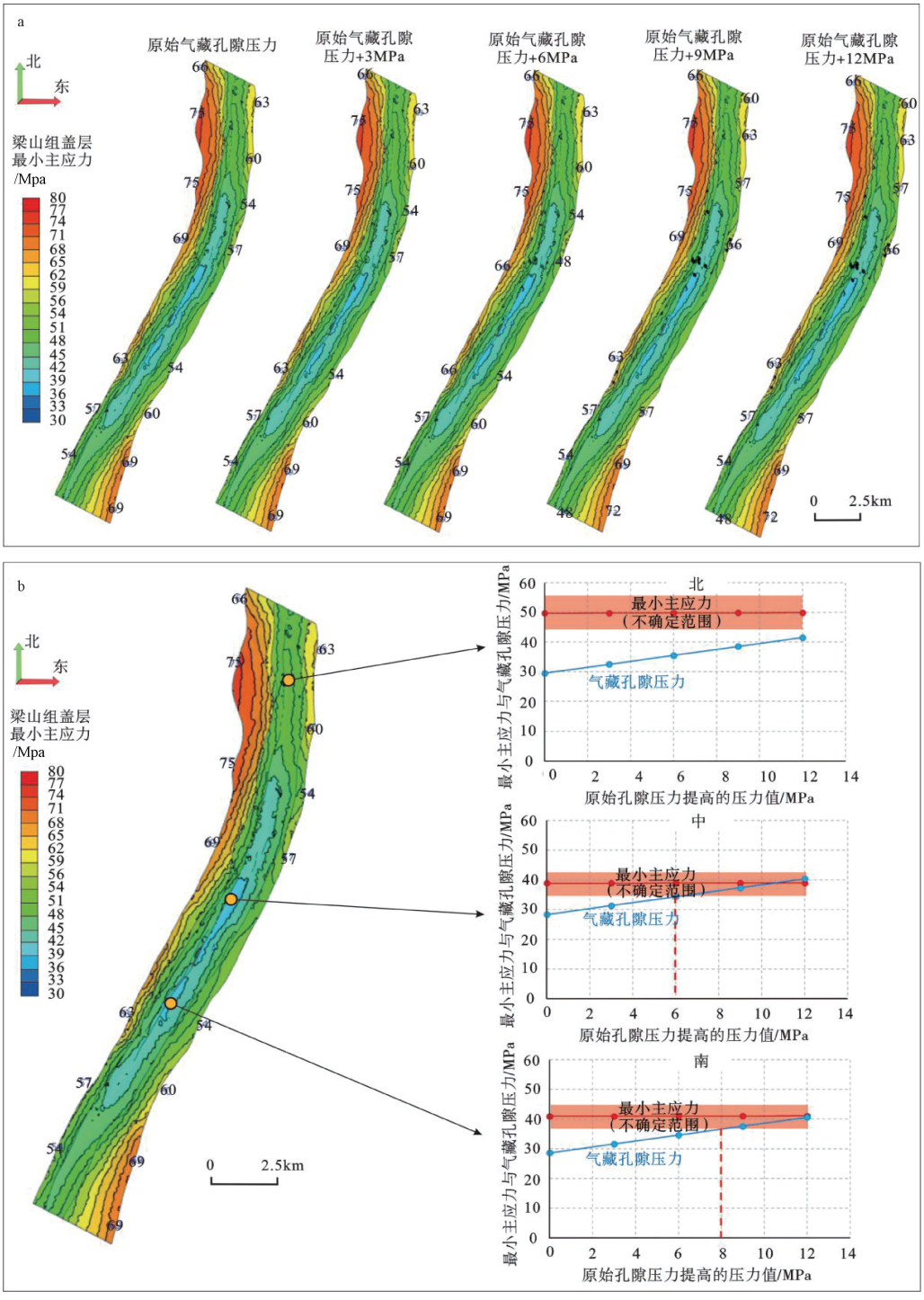
3.1　盖层稳定性分析

（1）梁山组盖层力学完整性分析——拉张破坏分析

通过对比储层压力与上覆盖层梁山组的最小主

应力，分析梁山组盖层拉张破坏的可能性，一旦储层压力大于上覆盖层的最小主应力，盖层将会存在拉张破坏的风险。在模拟气田开发阶段以及储气库运行阶段中，储气库运行压力均低于气藏原始压力28.7 MPa之下，不存在拉张破坏的风险，储气库的实际运行过程中也未发现有气体漏失、压力异常等情况，整个储气库地质完整性良好。

在模拟提压过程中，逐步提高气藏孔隙压力，上覆梁山组盖层最小主应力变化不明显。应力分布显示，构造中部区域的最小主应力最小（图7），当



a—梁山组盖层最小主应力随黄龙组孔隙压力变化图；b—梁山组盖层拉张破坏风险分析图

图7 梁山组地层最小主应力分布及拉张破坏风险分析图

Fig. 7 Analysis diagrams showing the minimum principal stress distribution and tensile failure risk in the Liangshan Formation

(a) Diagram showing the variation of minimum principal stress in the cap rock of the Liangshan Formation with pore pressure of the Huanglong Formation; (b) Diagram showing the tensile failure risk of the cap rock in the Liangshan Formation

注气压力超过原始气藏孔隙压力约 6 MPa（34 MPa）时，将接近盖层最小主应力不确定性范围的下限，即存在拉张破坏的风险；相国寺构造北部地区，由于构造较深具有更高的最小主应力，模拟的注入压力始终未达到盖层北部的最小主应力；对于相国寺构造南部地区来说，其最小主应力略高于中部地区，模拟当注气压力超过原始气藏孔隙压力压力约 8 MPa（36 MPa）时，将接近盖层最小主应力不确定性范围（该不确定性来源于模型建模过程中存在的误差，约 10%）的下限。因此当气藏孔隙压力达 34 MPa 时（超过原始气藏孔隙压力 6 MPa），梁山组盖层存在拉张破坏风险。

（2）梁山组盖层完整性分析——剪切破坏分析

剪切应力比的方法能够有效评价某一位置是否存在应力临界状态，即剪切应力比（*Tau* 比值）≥1 时。在气田开发与储气库阶段模拟认为，整个过程未超过原始气藏孔隙压力，均不存在剪切破坏的风险。因此这里主要论述模拟提压过程中发生剪切破坏的可能性，在 4 个模拟注入压力下，计算发现梁山组盖层的剪切应力比（*Tau* 比值）变化不明显且值均小于 0.5（图 8）。

$$Tau - \mu \times (S_n - P_p) \geqslant 0 \tag{5}$$

根据公式（5），得到剪切应力比判别表达式（*Tau* 比值）：

$$\frac{Tau}{\mu \times (S_n - P_p)} \geqslant 1 \tag{6}$$

式中：*Tau* 为剪切应力，MPa；μ 为摩擦系数；S_n 为正压应力，MPa；P_p 为孔隙压力，MPa。

对比分析了梁山组盖层在不同构造部位岩石剪切破坏的应力变化（图 8）。无论是在构造中部、北部还是构造南部，与破坏包络线相比，其 *Tau* 比值和应力明显较低，远低于剪切破坏包络线。因此在模拟提高注入压力过程中，梁山组盖层发生剪切破坏的风险很小。

3.2　底托层稳定性分析

由于储层相对较硬、较薄，储层中的应变位移量非常小，因此下伏地层由储层压力变化而引起的应力变化同梁山组盖层一样非常小。

（1）韩家店组力学完整性分析——拉张破坏分析

通过对比不同注气压力条件下注气后的气藏孔隙压力与韩家店组的最小主应力，分析了韩家店组的拉张破坏的可能性。结果显示，韩家店组底托层可能发生拉张破坏的边界与分布同梁山组盖层相似，中部区域的最小主应力同样是最小的，当模拟注气压力超过原始气藏孔隙压力约 6 MPa（34 MPa）时，将接近韩家店组最小主应力不确定性范围的下限；相国寺构造北部地区，模拟的注入压力未达到韩家店组的最小主应力；相国寺构造南部地区的最小主应力略高于中部地区，模拟当注气压力超过原始气藏孔隙压力约 8 MPa（36 MPa）时，将接近韩家店组底托层最小主应力不确定性范围的下限。因此当气藏孔隙压力达 34 MPa 时（超过原始气藏孔隙压力 6 MPa），韩家店组底托层存在拉张破坏风险。

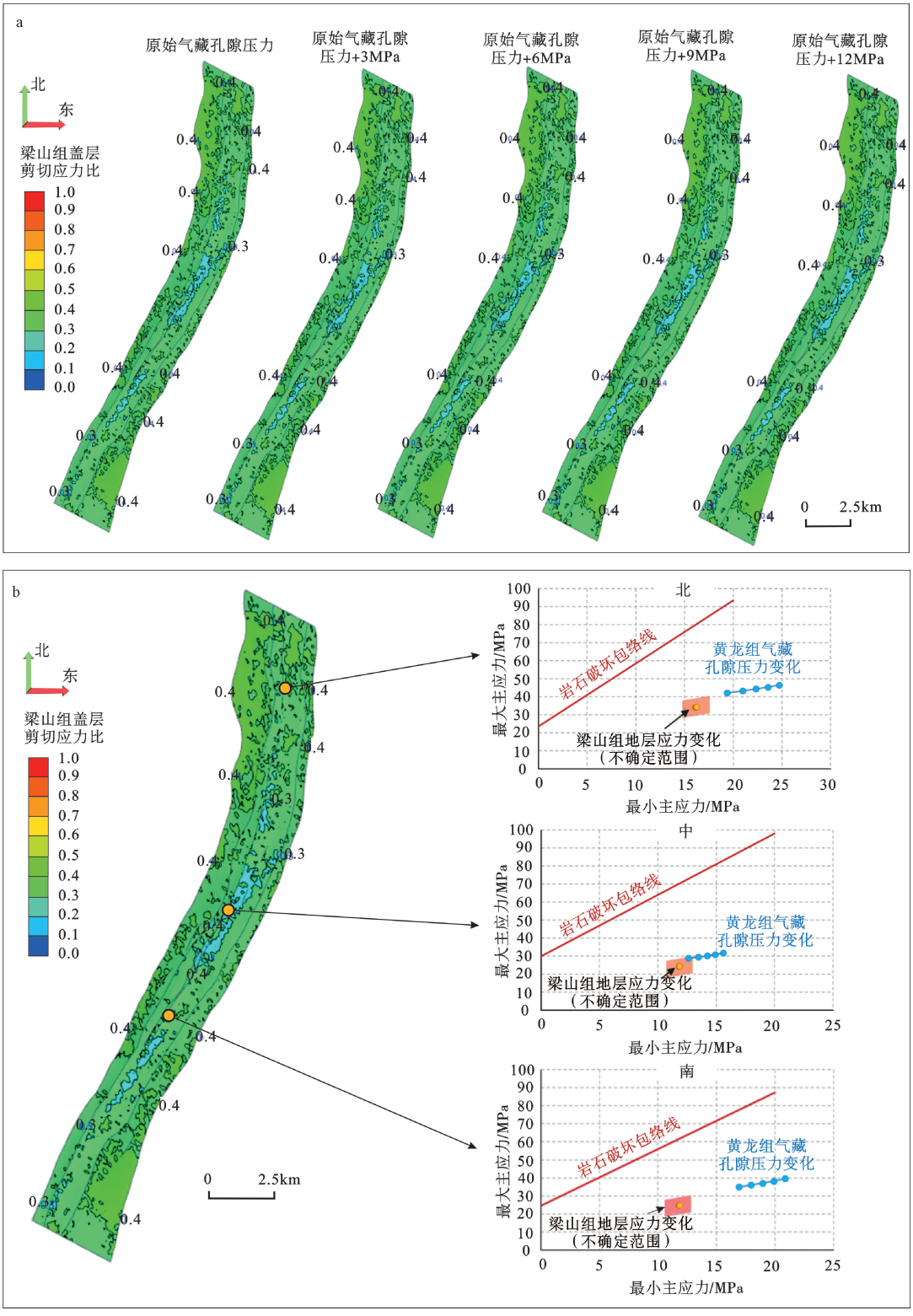
（2）韩家店组底托层完整性分析——剪切破坏分析

根据模拟的注气情况，与原始气藏孔隙压力相比，在 4 个模拟生产制度下，计算出的 *Tau* 比值没有变化且比值非常小（均<0.5），即由于黄龙组注入压力过大而导致韩家店组发生剪切破坏的风险非常低。

3.3　断层稳定性分析

根据 Mohr-Coulomb 准则（Jaeger and Cook，1976；Zoback，2007），断层是否稳定取决于断层面所受的正应力、剪切应力与摩擦系数之间的相互关系，即上文提到的 *Tau* 比值判别方法。其中摩擦系数是断层的一种材料性质，目前由于断层样品取样困难以及代表性等问题，在进行断层稳定性/活动性分析时对天然裂缝（断层）的摩擦系数尚没有一个准确的认识，主要参考 Byerlee（1978）提出的 0.6~1.0 这个范围。文中考虑由于模型断层和天然裂缝的力学性质具有一定不确定性，因此采用了更加保守的判别条件，即假设内聚力为 0，断层面的摩擦系数选用 0.4，同时与摩擦系数为 0.6 进行对比。

对于压降过程（气藏开发阶段），通过将每个数值模拟步计算出的应力映射到主要的控藏断层面上，根据地应力状态、孔隙压力以及断层的产状来计算作用在这些主要断层面的剪应力和正压应力。对工区内 5 条主要控藏断层（F1—F5）分析表明在相国寺石炭系气藏以及上覆茅口组气藏的过去数十年生产运行中，通过计算断层面的 *Tau* 比值，在模拟整个气藏开发过程中，所有断层的 *Tau* 比值均小于 0.5，均没有重新激活故障的风险，这是因为储层孔隙压力降低，增加了作用在断层



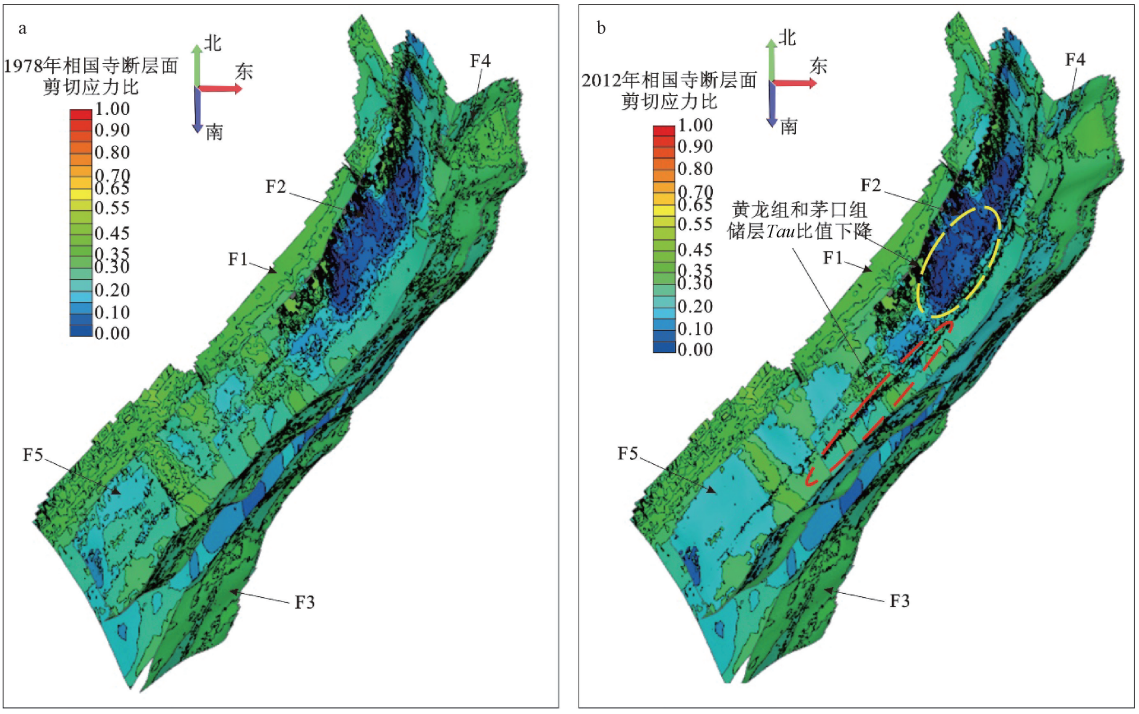
a—梁山组盖层 *Tau* 比值随黄龙组孔隙压力变化图；b—梁山组盖层剪切破坏风险分析图

图 8 梁山组地层不同注入压力 *Tau* 比值分布及不同部位剪切破坏对比分析图

Fig. 8 Comparative analysis of the *Tau* ratio distribution under different injection pressures and the shear failure in different parts of the Liangshan Formation

(a) *Tau* ratio of the cap rock in the Liangshan Formation varies with pore pressure in the Huanglong Formation; (b) Shear failure risk of the cap rock in the Liangshan Formation

上的有效正应力；而且在上文已经说明，孔隙压力变化对整体地应力的影响较小，断层面上的 *T*au 比值降低，这使断层更加稳定（图 9）。因此对于相国寺储气库的断层而言，孔隙压力的降低会使断层更加稳定，反之孔隙压力的上升则有可能使得断层达临界状态，虽然储气库运行阶段注采过程会伴随着孔隙压力下降与上升，但均没有超过原始气藏压力条件，断层具备良好的稳定性。



a—1978 年相国寺气田 5 条主要控藏断层断面 *Tau* 比值分布图；b—2012 年相国寺储气库 5 条主要控藏断层断面 *Tau* 比值分布图

图 9　5 条主要断层开采初期和压力衰竭末期断层活动性分析图

Fig. 9　Diagram showing the fault activity of five major faults in the early mining stage and the late stage of pressure exhaustion

(a) *Tau* ratio distribution of five main reservoir-controlled faults in the Xiangguosi Gas Field in 1978; (b) *Tau* ratio distribution of five main reservoir-controlled faults in the Xiangguosi underground gas storage in 2012

对于模拟提压阶段来说，由于黄龙组储层薄（20 m 左右），为了能够更直观准确地评估断层再激活的风险，将相国寺构造不同区域的应力摩尔圆（Jaeger and Cook，1976）与断层和天然裂缝的破坏包络线进行比较。只要整个应力摩尔圆都在破坏包络线之内，就不会有断层或天然裂缝再激活的危险。

在不同提压的生产制度（分别超过气藏原始孔隙压力 3 MPa、6 MPa、9 MPa、12 MPa）条件下，将黄龙组地层不同部位的应力摩尔圆（在初始地层压力和高注入压力下）与断层和天然裂缝的破坏包络线进行比较。与研究区的其他区域相比，构造中部的有效正应力更低，当注气压力超过原始地层压力约 9 MPa 时的摩尔圆接触 0.4 摩擦系数的破坏包络线，在此条件下达到断层活动的临界条件，但仍远低于摩擦系数为 0.6 的破坏包络线（图 10）；研究区构造北部由于构造较深，其有效应力较高，当注入压力超过原始地层压力约 12 MPa 时的摩尔圆仍低于 0.6 摩擦系数的包络线，接近摩擦系数为 0.4 的包络线（图 10）；南部的有效应力相对较低，但高于中部，当注入压力超过原始地层压力约 12 MPa 的注入压力情况下，对于摩擦系数为 0.4 和 0.6 的情况下，断层活化的风险低（图 10）。总体而言，当注入压力不超过原始地层 9 MPa 时，断层难以达到活动的临界条件，断层稳定性高。

3.4　成果应用

利用四维地质力学模拟方法开展的相国寺地质完整性评估成果已运用至相国寺储气库扩大工作压力区间提高工作气量逐步提压工程中，论证了相国寺储气库提压运行的可行性，有效指导了提压工程方案设计，综合地面工程与井工程设计以安全第一与经济可行为前提，完成最终方案的优选，预计工作气量可达 26×10^8 m^3，最大调峰气

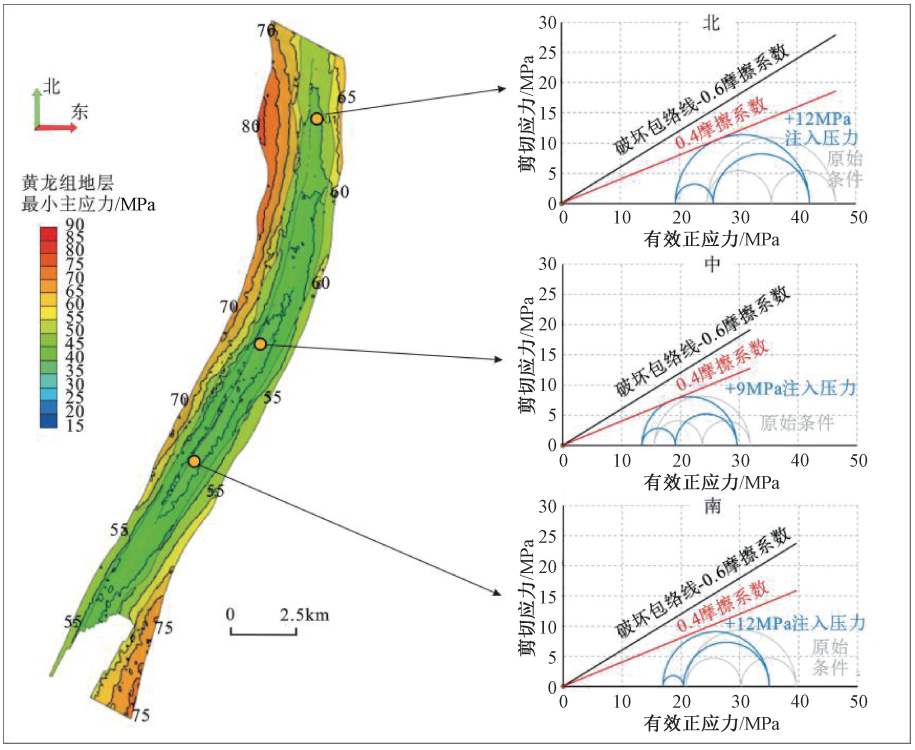


图 10 模拟提压阶段黄龙组地层中部、北部、南部区块断层活动性分析

Fig. 10 Diagram showing the fault activity in the central, northern and southern blocks of the Huanglong Formation during the simulated uplift stage

量可达 3800×10^4 m^3/d，分别增长 14% 与 24.8%。同时在 2022 年，相国寺储气库扩大工作区间提高工作气量工程第一阶段已经启动。

4 结论

（1）综合储气库三维地震资料、测井数据、室内实验数据、试井数据以及钻完井工程参数，建立了西南储气库首个多层系四维地质力学模型，实现了渗流场与地应力场的双向耦合模拟，分析了研究区不同生产阶段气藏孔隙压力的变化对地应力的影响，完成了储气库地质体的风险评估与预测。

（2）通过四维地质力学模拟对储气库盖层与底托层完整性研究表明：由于储层相对较硬且薄，储层中的应变位移量非常小，上覆盖层与下伏底托层由气藏孔隙压力变化而引起的地应力变化非常小；当模拟注入压力超过原始气藏孔隙压力 6 MPa 时，盖层与底托层将存在拉张破坏风险；盖层与底托层发生剪切破坏的风险小，可保障储气库长期安全运行。

（3）断层稳定性分析表明：相国寺 5 条主要断层在气藏开发阶段和储气库阶段的 *Tau* 比值均小于 0.5，均没有活化风险；通过模拟提高注入压力分析断层稳定性认为，注入压力不超过原始气藏孔隙压力 9 MPa，相国寺储气库断层再活化的风险较低。

（4）对于整个相国寺储气库地质完整性来说，当模拟注入压力超过原始气藏孔隙压力 6 MPa 时完整性可能被破坏，存在气体泄漏等安全风险。利用四维地质力学模拟技术有效地支撑了相国寺储气库扩大工作压力区间、提高工作气量工程，该工程目前已启动，预计分别提高工作气量与最大调峰气量 14% 与 24.8%，成效显著。

References

BYERLEE J, 1978. Friction of rocks [J]. Pure and Applied Geophysics, 116 (4-5): 615-626.

CHEN J S, LI J J, JING G, et al., 2018. Research progress of geomechanical evaluation system used for Jintan salt cavern gas storage [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 37 (10): 1088-1096. (in Chinese with English abstract)

CHEN N, WANG C H, CHEN Z P, et al., 2021. Re-analyzing the in-situ stress field in the right bank of the Baihetan hydroelectric power plant using the borehole breakout data [J]. Journal of

Geomechanics, 27 (3): 430-440. (in Chinese with English abstract)

DING G S, 2011. Demand and challenges for underground gas storages in China [J]. Natural Gas Industry, 31 (12): 90-93. (in Chinese with English abstract)

DING G S, WANG J M, 2011. Key points in the reconstruction of an underground gas storage based on a depleted gas reservoir [J]. Natural Gas Industry, 31 (5): 87-89. (in Chinese with English abstract)

DONG S H, HAN Z C, FEI F, et al., 2013. Integrity management of oil & gas transmission stations and the related core technologies [J]. Natural Gas Industry, 33 (12): 117-123. (in Chinese with English abstract)

DONG S H, ZHANG H, 2018. Development status and prospect of safety insurance technologies for oil & gas reserves [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 37 (3): 241-247. (in Chinese with English abstract)

DOWNIE R, REESE S, AJAYI B, 2013. Investigating microseismic responses and interaction between offset hydraulic fracture treatments during horizontal well completions [C] //Proceedings of the SPE eastern regional meeting. Pittsburgh: SPE.

DU A Q, JIANG J X, 2016. Study review of exhausted reservoir gas storages wellbore integrity [J]. Petrochemical Industry Technology, 23 (4): 119. (in Chinese with English abstract)

FAN W H, FENG B, LIU S B, et al., 2014. Wellbore seal integrity cementing technology of underground gas storage in Xiangguosi [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 21 (1): 104-106. (in Chinese with English abstract)

FU X F, WU T, LYU Y F, et al., 2018. Research status and development trend of the reservoir caprock sealing properties [J]. Oil & Gas Geology, 39 (3): 454-471. (in Chinese with English abstract)

HUANG J X, PENG S M, WANG X J, et al., 2006. Applications of imaging logging data in the research of fracture and ground stress [J]. Acta Petrolei Sinica, 27 (6): 65-69. (in Chinese with English abstract)

JAEGER J C, COOK N G W, 1976. Fundamentals of rock mechanics [M]. New York: Chapman and Hall.

JIANG T W, ZHANG H, WANG H Y, et al., 2017. Effects of faults geomechanical activity on water invasion in Kela 2 Gasfield, Tarim Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 28 (11): 1735-1744. (in Chinese with English abstract)

JIANG T W, ZHANG H, XU K, et al., 2020. Reservoir geomechanical characteristics and the influence on development in Keshen Gas Field [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 42 (4): 1-12. (in Chinese with English abstract)

LEI H, 2018. Opportunities and challenges of underground gas storage in China [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 37 (7): 728-733. (in Chinese with English abstract)

LIAO W, LIU G L, CHEN R H, et al., 2021. Evaluation on the dynamic sealing capacity of underground gas storages rebuilt from gas reservoirs: a case study of Xinjiang H underground gas storage [J]. Natural Gas Industry, 41 (3): 133-141. (in Chinese with English abstract)

LIN J P, JIA S P, LIU T H, et al., 2015. Comprehensive evaluation of sealing ability of mudstone cap rock for Xing 9 depleted gas reservoir in reconstructing underground gas storage [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 34 (S2): 4100-4107. (in Chinese with English abstract)

LIU W Z, 2017. Probe on and practice of well integrity technology for injection-production wells at Xiangguosi underground gas storage [J]. Drilling & Production Technology, 40 (2): 27-30. (in Chinese with English abstract)

LUO J H, LI L F, WANG J J, et al., 2019. The research progress on integrity technology of underground storage with gas reservoirs [J]. Petroleum Tubular Goods & Instruments, 5 (2): 1-7. (in Chinese with English abstract)

MA X H, ZHENG D W, SHEN R C, et al., 2018. Key technology and practice of gas storage construction in Complex geological conditions in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 45 (3): 489-499. (in Chinese with English abstract)

MAO C Q, ZHENG Z Y, 2010. Site selection for underground gas storage rebuilt on the depleted Xiangguosi Carboniferous gas reservoirs in Sichuan and Chongqing areas [J]. Natural Gas Industry, 30 (8): 72-75. (in Chinese with English abstract)

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 [J]. Coal Science and Technology, 47 (10): 216-222. (in Chinese with English abstract)

RAMANATHAN V, BOSKOVIC D, ZHMODIK A, et al., 2014. Back to the future: shale 2.0-returning back to engineering and modelling hydraulic fractures in unconventionals with new seismic to stimulation workflows [C] //Proceedings of the SPE/CSUR unconventional resources conference. Calgary: SPE.

REN H L, LIU C L, LIU W P, et al., 2020. Stress field simulation and fracture development prediction of the Wufeng Formation: Longmaxi Formation in the Fushun-Yongchuan Block, Sichuan Basin [J]. Journal of Geomechanics, 26 (1): 74-83. (in Chinese with English abstract)

WANG C H, GAO G Y, JIA J, et al., 2020. Variation of stress field and fault slip tendency induced by injection and production in the H underground gas storage [J]. Natural Gas Industry, 40 (10): 76-85. (in Chinese with English abstract)

WEI G Q, ZHENG Y L, QIU X S, et al., 2019. Geological theory and application of underground gas storage in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 40 (12): 1519-1530. (in Chinese with English abstract)

WU J F, XIONG Y L, KONG L, et al., 2007. Risk assessment of reconstruction of gas storage in Xiangguosi, Carboniferous gas reservoir [J]. Natural Gas Exploration and Development, 30 (1): 60-62, 71. (in Chinese with English abstract)

WU J F, ZHONG B, FENG X, et al., 2012. Operation parameter design of the Xiangguosi underground gas storage based on the Carboniferous gas reservoir [J]. Natural Gas Industry, 32 (2): 91-

94. (in Chinese with English abstract)

YU J, YAN R H, YE X Q, et al., 2013. A new integrated drilling and fracturing solution for tight oil exploration: a case study from central China [C] //Proceedings of the SPE/IADC middle east drilling technology conference & exhibition. Dubai: SPE.

ZHANG G Q, ZENG D Q, FAN Z W, et al., 2021. Method and application of in-situ stress field to evaluate fault sealing of underground gas storage traps [J]. Natural Gas Geoscience, 32 (6): 923-930. (in Chinese with English abstract)

ZHANG G X, LI B, ZHENG D W, et al., 2017. Challenges to and proposals for underground gas storage (UGS) business in China [J]. Natural Gas Industry, 37 (1): 153-159. (in Chinese with English abstract)

ZHENG Y L, SUN J C, QIU X S, et al., 2020. Connotation and evaluation technique of geological integrity of UGSs in oil-gas fields [J]. Natural Gas Industry, 40 (5): 94-103. (in Chinese with English abstract)

ZHOU C S, GENG Y N, LEI Y, et al., 2020. Experimental research on distribution of in-situ stress of Bozhong 19-6 complex fault block structure [J]. Petrochemical Industry Application, 39 (1): 84-89. (in Chinese with English abstract)

ZOBACK M D, 2007. Reservoir geomechanics [M]. Cambridge: Cambridge University Press.

附中文参考文献

陈加松，李建君，井岗，等，2018. 金坛盐穴储气库地质力学评价体系研究进展 [J]. 油气储运，37 (10): 1088-1096.

陈念，王成虎，陈平志，等，2021. 利用钻孔崩落数据再认识白鹤滩右岸地应力场特征 [J]. 地质力学学报，27 (3): 430-440.

丁国生，2011. 中国地下储气库的需求与挑战 [J]. 天然气工业，31 (12): 90-93.

丁国生，王皆明，2011. 枯竭气藏改建储气库需要关注的几个关键问题 [J]. 天然气工业，31 (5): 87-89.

董绍华，韩忠晨，费凡，等，2013. 输油气站场完整性管理与关键技术应用研究 [J]. 天然气工业，33 (12): 117-123.

董绍华，张行，2018. 石油及天然气储备库安全保障技术现状及展望 [J]. 油气储运，37 (3): 241-247.

杜安琪，蒋建勋，2016. 枯竭型油气藏储气库井筒完整性研究综述 [J]. 石化技术，23 (4): 119.

范伟华，冯彬，刘世彬，等，2014. 相国寺储气库固井井筒密封完整性技术 [J]. 断块油气田，21 (1): 104-106.

付晓飞，吴桐，吕延防，等，2018. 油气藏盖层封闭性研究现状及未来发展趋势 [J]. 石油与天然气地质，39 (3): 454-471.

黄继新，彭仕宓，王小军，等，2006. 成像测井资料在裂缝和地应力研究中的应用 [J]. 石油学报，27 (6): 65-69.

江同文，张辉，王海应，等，2017. 塔里木盆地克拉 2 气田断裂地质力学活动性对水侵的影响 [J]. 天然气地球科学，28 (11): 1735-1744.

江同文，张辉，徐珂，等，2020. 克深气田储层地质力学特征及其对开发的影响 [J]. 西南石油大学学报 (自然科学版)，42 (4): 1-12.

雷鸿，2018. 中国地下储气库建设的机遇与挑战 [J]. 油气储运，37 (7): 728-733.

廖伟，刘国良，陈如鹤，等，2021. 气藏型地下储气库动态密封性评价：以新疆 H 地下储气库为例 [J]. 天然气工业，41 (3): 133-141.

林建品，贾善坡，刘团辉，等，2015. 枯竭气藏改建储气库盖层封闭能力综合评价研究：以兴 9 枯竭气藏为例 [J]. 岩石力学与工程学报，34 (S2): 4100-4107.

刘文忠，2017. 相国寺储气库注采井完整性技术探索与实践 [J]. 钻采工艺，40 (2): 27-30.

罗金恒，李丽锋，王建军，等，2019. 气藏型储气库完整性技术研究进展 [J]. 石油管材与仪器，5 (2): 1-7.

马新华，郑得文，申瑞臣，等，2018. 中国复杂地质条件气藏型储气库建库关键技术与实践 [J]. 石油勘探与开发，45 (3): 489-499.

毛川勤，郑州宇，2010. 川渝地区相国寺地下储气库库址选择 [J]. 天然气工业，30 (8): 72-75.

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 [J]. 煤炭科学技术，47 (10): 216-222.

任浩林，刘成林，刘文平，等，2020. 四川盆地富顺—永川地区五峰组：龙马溪组应力场模拟及裂缝发育区预测 [J]. 地质力学学报，26 (1): 74-83.

王成虎，高桂云，贾晋，等，2020. H 储气库注采诱发应力场及断层滑动趋势变化 [J]. 天然气工业，40 (10): 76-85.

魏国齐，郑雅丽，邱小松，等，2019. 中国地下储气库地质理论与应用 [J]. 石油学报，40 (12): 1519-1530.

吴建发，熊燕莉，孔玲，等，2007. 相国寺石炭系气藏改建储气库风险评价 [J]. 天然气勘探与开发，30 (1): 60-62，71.

吴建发，钟兵，冯曦，等，2012. 相国寺石炭系气藏改建地下储气库运行参数设计 [J]. 天然气工业，32 (2): 91-94.

张刚雄，李彬，郑得文，等，2017. 中国地下储气库业务面临的挑战及对策建议 [J]. 天然气工业，37 (1): 153-159.

张广权，曾大乾，范照伟，等，2021. 利用地应力评价地下储气库断层密封性方法及应用 [J]. 天然气地球科学，32 (6): 923-930.

郑雅丽，孙军昌，邱小松，等，2020. 油气藏型储气库地质体完整性内涵与评价技术 [J]. 天然气工业，40 (5): 94-103.

周长所，耿亚楠，雷杨，等，2020. 渤中 19-6 复杂断块构造地应力分布规律试验研究 [J]. 石油化工应用，39 (1): 84-89.