

温-压耦合作用下深层盐岩盖层封闭能力演化特征

赵珊^{1,2}, 刘华^{1,2}, 杨宪章³, 朱永峰³, 王伸^{1,2}, 张科³, 魏鑫^{1,2}

[1. 深层油气全国重点实验室, 中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580; 2. 海洋国家实验室 海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 山东 青岛 266071; 3. 中国石油 塔里木油田分公司, 新疆 库尔勒 841001]

摘要: 为了研究温-压耦合作用对盐岩盖层封闭能力演化的影响, 选择中国金坛盐洞的盐岩样品, 利用高温-高压三轴岩石力学测试系统实验装置, 设计开展恒温变压、恒压变温以及温-压耦合3组实验, 模拟温度、压力条件对盐岩盖层封闭能力演化的影响。研究表明: ①温-压耦合作用导致盐岩短期强度大幅减弱, 塑性大幅增强, 缩短了脆-塑性转化时间, 其中, 由温度引起的盐岩短期强度降低百分比(T_i)大于35.06%; 压力引起的盐岩短期强度降低百分比(P_i)最大只有38.25%, 表明埋藏过程中, 盐岩力学性质主要受控于温度。②单一压力作用下, 盐岩裂缝具有逐渐减少、愈合的趋势; 而温-压耦合作用下, 盐岩会出现“裂缝再次发育”现象, 其中, 低温阶段(温度 $<90\text{ }^{\circ}\text{C}$), 压力占主导地位, 高温阶段(温度 $\geq 90\text{ }^{\circ}\text{C}$), 温度占主导地位, 盐岩出现蠕变损伤。③建立“深层盐岩”脆性—脆—塑性—塑性—蠕变损伤—损伤愈合”演化模式, 其中, 蠕变损伤阶段对于盐下油气藏的保存极为不利。因此, 准确厘定盐岩封闭能力的演化特征可为深层盐下油气藏的富集规律分析提供理论依据。

关键词: 温-压耦合; 三轴应力-应变实验; 脆-塑性转化; 热损伤; 封闭能力演化; 深层盐岩盖层

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Evolutionary characteristics of sealing capacity of deep salt caprocks under temperature-pressure coupling

ZHAO Shan^{1,2}, LIU Hua^{1,2}, YANG Xianzhang³, ZHU Yongfeng³, WANG Shen^{1,2}, ZHANG Ke³, WEI Xin^{1,2}

[1. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 2. Laboratory for Marine Mineral Resources, National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao, Shandong 266071, China; 3. PetroChina Tarim Oil Field Company, Korla, Xinjiang 841001, China]

Abstract: Three sets of experiments, including constant temperature-variable-pressure, variable temperature-constant pressure, and temperature-pressure coupling, were executed to simulate the influence of temperature and pressure conditions on the evolution of salt rock cap sealing ability using the experimental device of high temperature and high pressure triaxial rock mechanics testing system on salt rock samples from Jintan Salt Cave, China. The results indicate that: ① The coupling effect of temperature and pressure leads to a significant reduction in short-term strength, significant enhancement of plasticity of salt rock, and shortening of brittle-to-plastic transition time. The percentage (T_i) of short-term strength reduction of salt rock caused by temperature is greater than 35.06% while the maximum short-term strength reduction percentage (P_i) of salt rock caused by pressure is only 38.25%, indicating that the mechanical properties of salt rock are mainly controlled by temperature during the burial process. ② Under a single pressure, salt rock fractures have a trend of gradually decreasing and healing; while under the coupling of temperature and pressure, the salt rock will experience a phenomenon of “re-cracking”, with pressure dominating the low temperature stage (temperature $< 90\text{ }^{\circ}\text{C}$) and temperature dominating the high temperature stage (temperature $\geq 90\text{ }^{\circ}\text{C}$), resulting in creep damage to the salt rock. ③ An evolutionary model of “brittleness—brittleness-plasticity—plasticity—creep damage—damage healing” was established for deep salt rocks. Under the coupling of temperature and pressure, the creep damage stage is extremely unfavorable for the preservation of oil and gas reservoirs under high temperature conditions.

收稿日期: 2023-03-13; 修回日期: 2023-06-30。

第一作者简介: 赵珊(1993—), 女, 博士, 油气成藏机理与分布规律。E-mail: 924208649@qq.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目(42172147); 国家重点研发计划专项(2019YFC0605502); 中国石油重大科技专项(ZD2019-183-002)。

Therefore, accurately determining the evolution characteristics of salt rock sealing ability can provide a theoretical basis for analyzing the enrichment patterns of deep pre-salt oil and gas reservoirs.

Key words: temperature-pressure coupling, triaxial stress-strain experiment, brittle-plastic transition, thermal damage, sealing capacity evolution, deep salt caprock

引用格式:赵珊,刘华,杨宪章,等.温-压耦合作用下深层盐岩盖层封闭能力演化特征[J].石油与天然气地质,2023,44(5):1321-1332. DOI: 10.11743/ogg20230520.

ZHAO Shan, LIU Hua, YANG Xianzhang, et al. Evolutionary characteristics of sealing capacity of deep salt caprocks under temperature-pressure coupling[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1321-1332. DOI: 10.11743/ogg20230520.

全球许多大型油气田的保存均与膏盐岩盖层密切相关,如美国墨西哥湾盆地、西非和巴西被动大陆边缘盆地盐下油气田、中国四川盆地普光、元坝气田等。膏岩和盐岩在不同温压环境下的封闭能力存在明显差异,但许多学者在研究膏盐岩盖层封闭能力时并没有将两种岩性加以区分而是笼统的称为膏盐岩。通过对世界上与膏盐岩盖层发育有关的大型油气田的统计发现,膏盐岩作为盖层遮挡时主要以盐岩为主^[1-3]。盐岩因其极低孔隙度、渗透率和强突破压力,成为封盖油气藏的优质盖层^[4-6]。近些年,中国塔里木盆地 ZS1 井在盐下获得工业性油气流,标志着盐下深层油气勘探的重大突破;四川盆地威远气田在寒武系储层中聚集并保存至今,与其上覆盐岩盖层的封闭能力更是密不可分。因此,盐下油气是中国未来油气勘探的关注重点^[7-8]。

受深部高温高压条件的影响,深部盐岩盖层与中浅部盐岩盖层的封闭能力必然存在差异^[9]。目前,对于深层盐岩盖层的研究方法多沿用中-浅层盐岩的常规测试方法,不能很好地揭示二者的差异性,这一问题突出表现在模拟埋藏演化过程中盖层封闭能力的分析中。对于以上问题,前人在盖层封闭能力的模拟研究中,多采用常规三轴应力-应变实验,实验以常温为主^[10],通过改变压力模拟盐岩盖层封闭能力^[11]。该类实验条件的模拟忽略了高温条件对盐岩塑性、变形能力^[12]以及“热损伤”等对其封闭能力的影响^[13],对于深层高温条件下盐岩盖层的封闭能力演化存在明显的不足^[14-15]。

为了探讨埋藏过程中,温度和压力条件对盐岩盖层封闭能力演化的影响,有效地指导深层高温高压条件下油气藏勘探,选取中国金坛盐洞中的盐岩作为样品,开展恒温变压、恒压变温以及加温加压3种实验条件的三轴应力-应变实验,对比分析变温、变压以及变温压条件下盐岩力学性质变化规律,并结合 CT 扫描实验分析裂缝发育情况,从而建立温-压条件同时变化

过程中盐岩盖层封闭能力的演化模式,以期揭示深层油气的保存条件提供理论支撑。

1 样品制备与实验方案

1.1 样品制备

实验样品来自中国金坛盐洞,为干盐湖矿床,属于湖盆和浅湖的蒸发岩相,以层状构造为主。发育层位为古近系阜宁组四段,厚度范围在 180 ~ 240 m,埋深约为 800 m,所处地温为 47 °C,围压约为 11 MPa^[16]。气体孔隙度测试及 XRD 成分检测,盐岩含量在 97 % 左右,气体孔隙度 0.88 % ~ 1.67 %。该盐岩具有演化程度低,未经历深层高温高压环境,受构造破坏影响较小,块体大,可满足钻取大量实验样品等优点。

为了最大限度减小岩石非均一性对实验结果的影响,消除岩样在自身岩性、成岩演化、矿物组成等方面的个体差异,所有样品均取自于同一块岩石,沿同一方向切割而成,样品编号 S1—S13。根据《工程岩体实验方法标准 GB/T 50266—2013》,采用线切割方式截取高度约为 50 mm、直径约为 25 mm 的圆柱体,再用双端面磨石机将岩样的两个端面磨平,保证沿试件高度直径的误差小于 0.30 mm,端面垂直于试件轴线最大偏差小于 0.25°,试件两端平面不平整度小于 0.05 mm,以改善测试结果的离散性,样品信息见表 1。

1.2 仪器设备

三轴应力-应变实验使用的设备为中国石油大学(华东)深层油气重点实验室高温高压岩石三轴测试系统(RTR-2000)(图 1a),为美国 GCTS (Geotechnical Consulting & Testing Systems)公司设计、生产,由主机、主控器、高温高压仓(图 1c)、快速脉冲衰减渗透测量装置、波速各向异性测量装置、差应变测试系统、液压泵等装置构成。其中,高温高压仓的压力最高可达

表 1 盐岩样品信息
Table 1 Salt rock sample information

实验项目	样品编号	围压/MPa	设定温度/℃	样品质量/g	高度/mm	直径/mm
恒温变压	S1	5	20	52.84	50.49	24.91
	S2	10	20	53.39	50.05	24.88
	S3	30	20	52.55	50.11	24.98
	S4	60	20	52.33	50.11	25.05
	S5	80	20	52.54	50.59	24.92
恒压变温	S6	20	40	—	—	—
	S7	20	60	—	—	—
	S8	20	80	—	—	—
	S9	20	100	—	—	—
温-压耦合	S10	5	30	53.91	50.07	24.86
	S11	10	40	52.73	50.11	24.90
	S12	30	85	53.13	50.54	24.94
	S13	60	150	52.50	50.07	24.94

注：“—”为无数据。

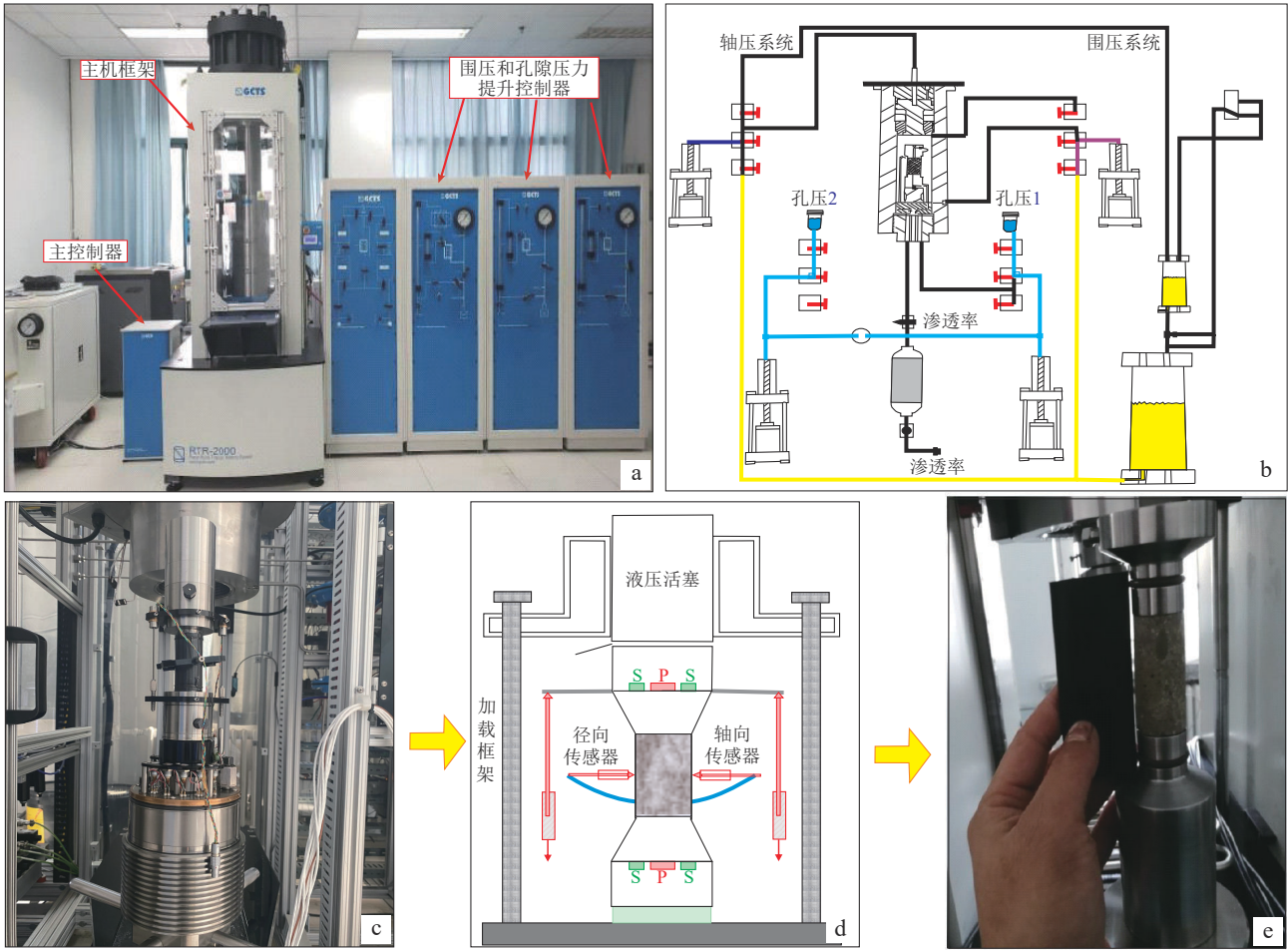


图 1 RTR-2000 高温高压快速岩石三轴测试系统实验装置及示意图

Fig. 1 Experimental equipment and schematic diagram of RTR-2000 high temperature and high pressure fast rock triaxial testing system
a. 实验装置;b. 设备示意图;c. 压力容器内部部件;d. 压力容器内部部件示意图;e. 包裹样品的热缩套管

200 MPa, 温度最高可达 300 ℃。可实现变频率电学性质、声学测试, 岩石力学性质测试, 饱和与干燥岩石性

质测试以及声学/电学-力学性质联合测试(图 1b), 测试执行标准为美国 ASTM D2664-04 和 ISRM 标准。

1.3 实验方案

1.3.1 恒温变压三轴应力-应变实验

为分析围压对盐岩盖层封闭能力的影响,将温度统一设置为常温(20℃),将围压作为唯一变量,分别为5,10,30,60和80 MPa。

实验过程为:①用热缩套包裹样品,安装传感器(图1e);②将样品置于高温高压仓,关闭安全门;③向压力室注油;④利用AutoLab 6.0软件控制加压过程,以1 MPa/min或2 MPa/min加载至预设围压,如样品1设置为5 MPa,维持稳定后,不断增大轴压(轴压加载速度以岩石的轴向形变速率为标准,为形变率0.05%/min)直至岩石破坏(设定轴向形变 $\geq 5\%$);⑤软件实时记录岩石应力应变曲线,最终可以得到差应力-差应变的变化曲线。

1.3.2 恒压变温三轴应力-应变实验

为分析温度对盐岩盖层封闭能力的影响,将围压统一设置为20 MPa,将温度作为唯一变量,分别为40,60,80和100℃。以1 MPa/min或2 MPa/min加载至预设围压(20 MPa),以0.1℃/min缓慢升温至预设相应温度(S6-40℃,S7-60℃,S8-80℃,S9-100℃),围压和温度均加载完毕,并维持稳定后,不断增大轴压,其余过程与恒温变压中实验相似。

1.3.3 温-压耦合三轴应力-应变实验

为更贴近盐岩盖层在埋藏过程中经历的温压环境,温度、压力设置以塔里木盆地巴楚地区H6井寒武系盐岩盖层的埋藏史-热史为依据(图2)。

在地层条件下,岩石受到的水平挤压力往往大于

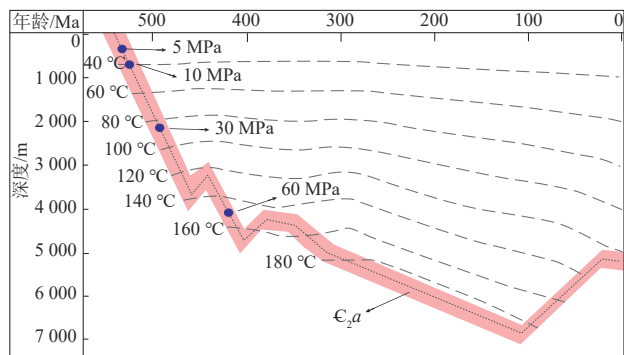


图2 加温加压三轴力学实验的温度、压力点设置依据

Fig. 2 Temperature and pressure point setting basis for triaxial mechanical experiments under heating and pressurization

垂向压力,且水平压力是垂向压力的数倍,在模拟地层条件下,三轴应力-应变实验的围压应该与垂向压力相同。由于本次研究试样为盐岩,经检测,孔隙度(气体孔隙度0.88%~1.67%)和渗透率均较小,并且在实验过程中采用的为干试样,因此,本试验忽略了孔隙流体压力,根据公式(1)建立了围压与埋深之间的关系^[17-18]:

$$p_c = 0.010133H \cdot (\rho_D - \rho_w) \quad (1)$$

式中: p_c 为围压,MPa; ρ_D 为上覆岩石密度, g/cm^3 ,上覆岩石平均密度取 $2.41 \text{ g}/\text{cm}^3$; ρ_w 为地层水密度, g/cm^3 ,取平均密度 $1.001 \text{ g}/\text{cm}^3$; H 为埋藏深度,m。

首先设置与第一组实验相同的围压点,分别为5,10,30和60 MPa,将围压按公式(1)换算成埋深,各围压点对应的埋深分别为350.2,700.4,2101.2和4202.4 m,结合巴楚地区H6井埋藏史-热史(图2),确定相应的实验温度分别约为30,40,85和150℃,该实验条件的设定可模拟盐岩盖层较为完整的演化过程。

2 实验结果

2.1 恒温变压三轴应力-应变实验

5 MPa围压下,应力-应变曲线存在应力降,呈现脆性,对应的盐岩的峰值强度为35.35 MPa,实验后样品出现明显裂缝,剪切面与压缩方向约呈 30° ;10 MPa围压下,盐岩的短期强度为43.57 MPa,应力-应变曲线应力降消失,呈现塑性,实验后样品微裂缝发育;30 MPa围压下,盐岩的短期强度为41.07 MPa,应力-应变曲线呈现塑性,实验后样品表面无明显裂缝;60 MPa围压下,盐岩的短期强度为37.50 MPa,应力-应变曲线呈现塑性,实验后样品无明显裂缝;80 MPa围压下,盐岩的短期强度为29.64 MPa,应力-应变曲线呈现塑性,实验后样品无明显裂缝(表2;图3a,图4)。

2.2 恒压变温三轴应力-应变实验

40℃温度条件下,盐岩应力-应变曲线呈现塑性,短期强度为30.83 MPa;60℃温度条件下,盐岩应力-应变曲线呈现塑性,短期强度为27.42 MPa;80℃温度条件下,盐岩应力-应变曲线呈现塑性,短期强度为22.76 MPa;100℃温度条件下,盐岩应力-应变曲线呈现塑性,短期强度为17.09 MPa(表2;图3b)。

表2 3类实验条件下盐岩三轴应力-应变实验结果统计
Table 2 Statistical table of triaxial stress-strain experimental results of salt rock under three types of experimental conditions

实验条件	样品编号	围压/MPa	温度/℃	盐岩强度/MPa
恒温变压	S1	5	20	35.35*
	S2	10	20	43.57
	S3	30	20	41.07
	S4	60	20	37.50
	S5	80	20	29.64
恒压变温	S6	20	40	30.83
	S7	20	60	27.42
	S8	20	80	22.76
	S9	20	100	17.09
温-压耦合	S10	5	30	35.59
	S11	10	40	31.19
	S12	30	85	13.90
	S13	60	150	10.84

注: *表示盐岩峰值强度,其余强度均为盐岩短期强度,恒温变压实验数据来源于塔里木油田。

2.3 温-压耦合三轴应力-应变实验

5 MPa-30℃条件下,盐岩的短期强度为35.59 MPa,应力-应变曲线呈现塑性,实验后样品表面无明显裂缝,长度压缩至4.26 cm;10 MPa-40℃条件下,盐岩的短期强度为31.19 MPa,应力-应变曲线呈现塑性,实

验后样品表面无明显裂缝,长度压缩至4.21 cm;30 MPa-85℃条件下,盐岩的短期强度为13.9 MPa,应力-应变曲线呈现塑性,实验后样品表面无明显裂缝,长度压缩至4.2 mm;60 MPa-150℃条件下,盐岩的短期强度为10.84 MPa,应力-应变曲线呈现塑性,实验后样品表面无明显裂缝,变形严重,长度压缩至3.37 cm(表2;图3c,图4)。

3 讨论

3.1 温压条件与盐岩强度

盐岩应力-应变曲线中出现两种强度,盐岩呈脆性时应力-应变曲线强度的最大值为峰值应力,呈塑性时具有短期强度。由于盐岩塑性较强,其强度特性一般采用短期强度来表征,短期强度是在不考虑时间效应条件下进行盐岩单轴和三轴应力-应变实验和理论分析研究的重要参数^[19],在强度对比时加以区分,由于盐岩峰值应力数据较少,仅考虑温压条件对盐岩短期强度的影响。通过对恒温变压、恒压变温以及变温变压3组实验结果的分析,明确围压、温度以及温-压耦合3种因素与盐岩短期强度之间的关系(图5)。围压增大,盐岩短期强度减小,两者呈现负相关关系

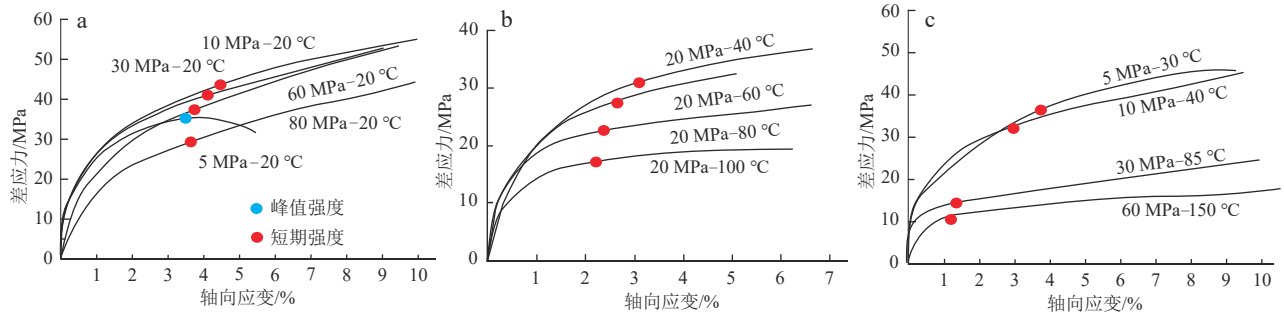


图3 盐岩的应力-应变曲线

Fig. 3 Stress-strain curve of salt rock

a. 恒温变压;b. 恒压变温,数据来源于塔里木油田;c. 温-压耦合

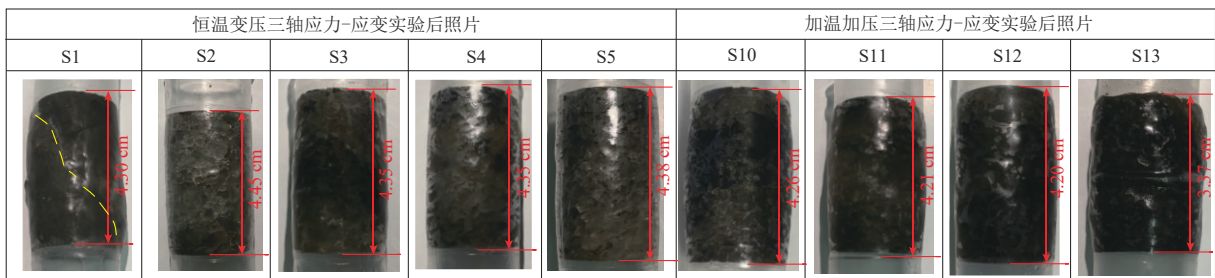


图4 实验后的样品照片

Fig. 4 Sample photos after the experiment

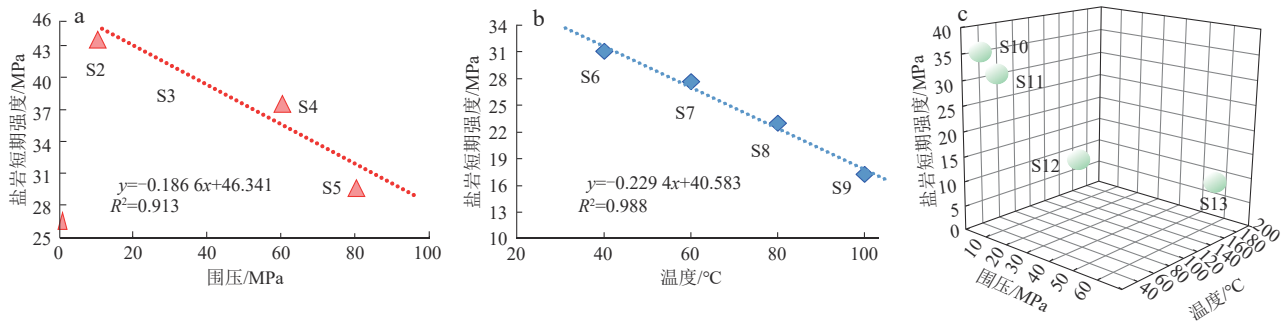


图5 温度、压力与盐岩短期强度之间的关系

Fig. 5 Relationship of temperature and pressure with short-term strength of salt rock

a. 压力与盐岩短期强度的关系;b. 温度与盐岩短期强度的关系;c. 温-压耦合与盐岩短期强度的关系

(图5a),且相关性好($R^2=0.913$)。温度增加,也可减弱盐岩短期强度,两者呈现负相关关系(图5b),相关性好($R^2=0.988$)。温-压耦合作用导致盐岩短期强度大幅减弱(图5c)。

为分析温-压耦合作用中温度对盐岩短期强度的影响,建立围压和盐岩短期强度之间的关系,单一压力作用下盐岩的短期强度用公式(2)表示;温-压耦合作用下盐岩的短期强度用公式(3)表示; ΔI_t 即由温度改变引起的盐岩强度变化量,用公式(4)表示;采用公式(5)表示温度引起的盐岩短期强度降低百分比:

$$I_1 = -0.1866p_c + 46.341 \quad (R^2 = 0.913) \quad (2)$$

$$I_2 = -10.9 \ln p_c + 53.979 \quad (R^2 = 0.9621) \quad (3)$$

$$\Delta I_t = I_1 - I_2 \quad (4)$$

$$T_i = \frac{\Delta I_t}{I_1} \times 100\% \quad (5)$$

式中: I_1 和 I_2 分别对应单一压力和温-压耦合两种实验

条件下盐岩的短期强度,MPa; p_c 为围压,MPa; ΔI_t 为由温度改变引起的盐岩强度变化量,MPa; T_i 为温度引起的盐岩短期强度降低百分比,%。

从应力-应变曲线可以看出(图3a,c),当围压为10 MPa时,曲线为塑性,对应盐岩短期强度,此时 T_i 最小,为35.06%,此后,随着温-压耦合作用增强,温度对盐岩短期强度的改变量逐渐增大(图6a)。

为分析温-压耦合作用中压力对盐岩短期强度的影响,建立温度和盐岩短期强度之间的关系,单一温度作用下盐岩的短期强度用公式(6)表示;温-压耦合作用下盐岩的短期强度用公式(7)表示;两者差值(ΔI_p)即由压力改变引起的盐岩强度变化量,用公式(8)表示;采用公式(9)表示压力引起的盐岩短期强度降低百分比:

$$I_3 = -0.2294T + 40.583 \quad (R^2 = 0.988) \quad (6)$$

$$I_4 = 0.0026T^2 - 0.6942T + 54.416 \quad (R^2 = 0.999) \quad (7)$$

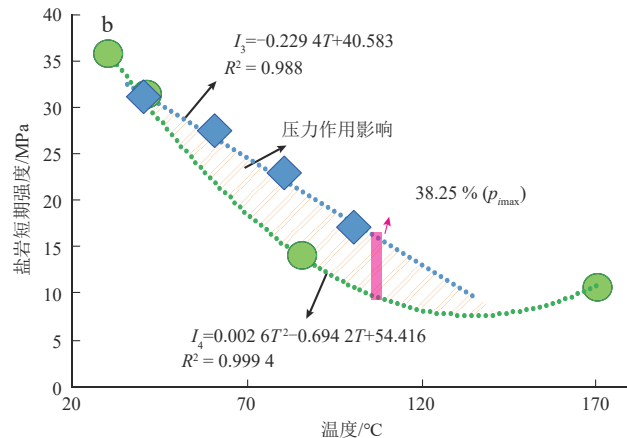
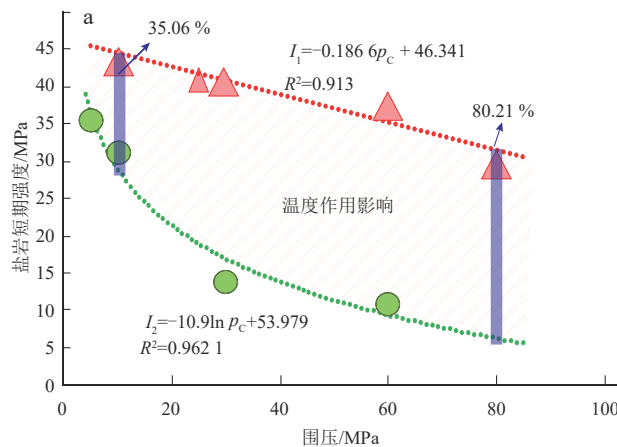


图6 单一温度、压力因素和温-压耦合作用下的盐岩短期强度对比

Fig. 6 Comparison of short-term strength of salt rock under a single temperature or a single pressure factor with that under temperature-pressure coupling

a. 单一压力因素和温-压耦合作用下的盐岩短期强度(两者差异为温度作用影响);b. 单一温度因素和温-压耦合作用下的盐岩短期强度(两者差异为压力作用影响)

$$\Delta I_p = |I_3 - I_4| \quad (8)$$

$$p_i = \frac{\Delta I_p}{I_3} \times 100\% \quad (9)$$

式中: I_3 和 I_4 分别对应单一温度和温-压耦合两种实验条件下盐岩的短期强度,MPa; T 为温度,°C; ΔI_p 为由压力改变引起的盐岩强度变化,MPa; p_i 为压力引起的盐岩短期强度降低百分比,%。

经计算, p_i 最大值为38.25%(图6b)。对比 T_i 的最小值和 p_i 的最大值可知,在埋藏过程中,即温-压耦合作用下,盐岩力学性质主要受控于温度。

3.2 温压条件与盐岩裂缝发育

从实验后样品照片来看,仅恒温变压实验中样品S1和S2可观测到裂缝,其中样品S1可见明显断裂,样品S2微裂缝发育,而样品内部裂缝情况难以观测。因此,对实验后样品进行CT扫描(扫描电镜型号:Denfination AS128),分析样品内部裂缝发育情况。

恒温变压条件作用下,样品S1(5 MPa-20 °C)出现高角度(约60°)贯穿断裂(图7a),断裂两侧发育高度连通的晶间和穿晶微裂缝网,与应力-应变曲线呈现脆性特征相符(图3a)。随着围压增大,样品S2

(10MPa-20 °C)贯穿性裂缝消失,但仍存在较多微裂缝(图7b)。当围压增加至30 MPa时,样品S3(30 MPa-20 °C)仍存在部分微裂缝(图7c),当分布范围和发育程度均小于样品S2。但其围压增加至60 MPa时,样品S4(60 MPa-20 °C)塑性增强,仅样品中心可见深灰色阴影(图7d),即未愈合的小裂缝。当围压增加至80 MPa时,样品S5(80 MPa-20 °C)未见裂缝(图7e)。

温-压耦合条件作用下,样品S10(5 MPa-30 °C)出现低角度贯穿断裂,且断裂两侧裂缝发育(图7f),但断裂宽度小于同围压不加温样品S1;样品S11(10 MPa-40 °C)贯穿断裂消失,但裂缝仍大面积发育(图7g);样品S12(30 MPa-85 °C)微裂缝消失,与同围压常温S3样品的裂缝发育程度相比,温-压耦合作用提高盐岩塑性;随着温-压耦合作用增强,样品S13(60 MPa-150 °C)局部出现微裂缝,样品变形较大,有明显膨胀现象。

为更直观分析不同温、压作用下盐岩内部孔、缝发育情况,采用CT数据进行孔隙三维重建,孔隙三维重建结果见图8。恒温变压条件作用下,随着围压增大,样品存在“贯穿性裂缝—微裂缝发育—微裂缝消失”的变化过程,表明围压限制了岩石中裂纹的扩展

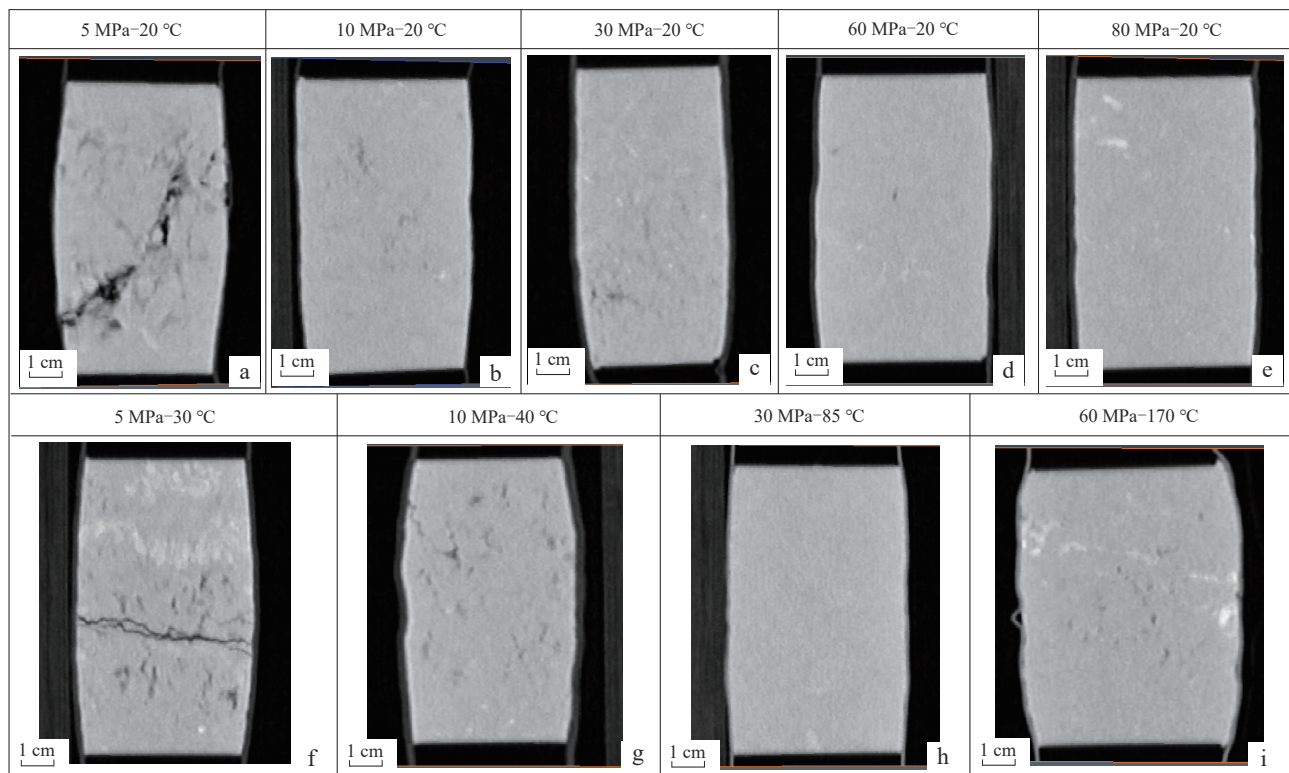


图7 恒温变压及温-压耦合条件下三轴应力-应变实验后岩心样品CT照片

Fig. 7 Some CT photos of core samples after triaxial stress-strain experiment under constant temperature-variable pressure, and temperature-pressure coupling conditions

a—e. 样品S1—S5恒温变压条件;f—i. 样品S10—S13温-压耦合条件

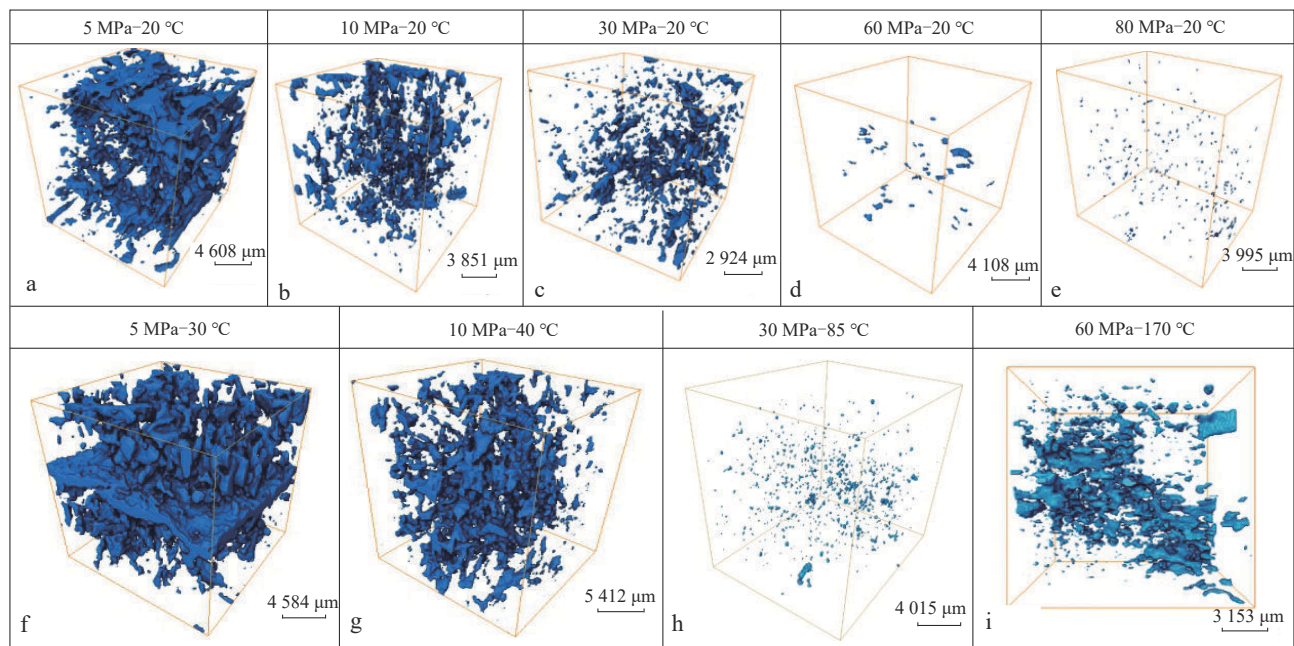


图8 基于CT数据的盐岩样品孔隙三维重建

Fig. 8 Iterative reconstruction of salt rock sample pores based on CT data

a—e. 样品S1—S5恒温变压条件; f—i. 样品S10—S13温-压耦合条件

(图8a—e)。温-压耦合条件作用下,同样存在“贯穿性裂缝—微裂缝发育—微裂缝减少—愈合”的变化过程,但在高温-高压耦合作用下,样品S13(60 MPa-150 °C)存在应力集中区,裂缝再次出现。表明温-压耦合作用较弱时,压力占主导作用,限制了岩石中裂纹的扩展,随着温-压耦合作用增强,高温占据主导作用,使得盐岩样品再次发育裂缝(图8f—i)。

3.3 温压条件与盐岩蠕变损伤

温-压耦合条件作用下,样品S12(30 MPa-85 °C)呈塑性,微裂缝消失;随温-压耦合作用增强,样品S13(60 MPa-150 °C)除具有明显膨胀现象外,出现应力集中区,裂缝再次出现(图8),说明温度、荷载对盐岩造成了损伤,并且该阶段温度影响占主导。在高温的作用下,盐岩晶体的结构会发生变化,晶体结构的变化必然要导致其基本物理力学性质的变化^[19]。高温条件下(>0.3 T_m, T_m是结晶聚合物的熔点),岩石中分子热激活加剧,位错攀升增强^[20]。前人基于颗粒流仿真技术分析了不同温度(20, 50, 90, 120, 150 °C)下盐岩三轴压缩破坏过程,基于胶结破坏数构建岩石损伤变量指标,发现温度在90 °C以上时,盐岩样品单位体积内的裂纹急剧增多,盐岩的损伤变量值明显增大^[21-22]。该临界值与本次温-压耦合作用下盐岩样品内部裂缝发育的结果相一致,小于90 °C时,即样品S12(30 MPa-85 °C)微裂缝不发育;大于90 °C时,即样品S13(60 MPa-

150 °C)可见裂缝大量发育。这意味着,浅层盐岩盖层仅考虑脆-塑性转化即可,而盐岩盖层在深层受地温影响,发生蠕变损伤,仍存在油气泄露的风险。

盐岩损伤后,裂缝愈合是盐岩的重要特性,它能使盐岩的力学性能以及渗透性发生改变,一般情况下,可恢复盐岩强度并使得渗透率降低。实验证实,盐岩的愈合过程主要由机械闭合、压力蠕变和界面能驱动的过程控制,如压溶和再结晶^[23-24]。此过程中,压力和时间是影响盐岩损伤恢复的重要因素^[25]。裂隙面渗透率随围压和时间的增加呈指数下降,并且时间效应明显,试验条件下,7 d为损伤盐岩短期和长期恢复的临界点。

3.4 温压条件与盐岩脆-塑性转化

基于峰值后能量守恒原理,BDI指数法可定量表征脆-塑性转化阶段,其计算方法见公式(10)^[26]。

$$BDI = \frac{M}{M - E} \quad (10)$$

式中:BDI为脆-塑性指数,无量纲;E为弹性模量, GPa,由三轴应力-应变实验软件生成的数据表直接给出;M为软化模量, GPa,为盐岩峰值(短期)强度对应点(B')之后应力-应变曲线的斜率(图9)。脆-塑性转化的判断依据为:BDI<0.5,岩石表现为脆性;0.5≤BDI≤1,岩石呈脆-塑性;BDI>1,岩石表现为塑性。

利用恒温变压以及温-压耦合条件下三轴应力-应变曲线,计算出弹性模量和峰后的平均软化模量

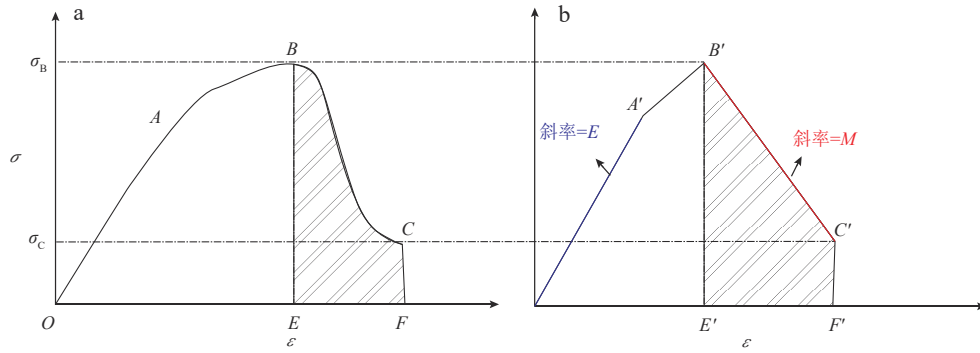


图9 BDI指数计算方法示意图(据文献[27]修改)

Fig. 9 Schematic diagram of BDI index calculation method (modified according to reference [27])

a. 实际应力(σ)-应变(ε)曲线; b. 等效理想应力-应变曲线模型

表3 恒温变压以及温-压耦合条件下盐岩弹性模量及峰值后软化模量统计

Table 3 Statistical table of elastic modulus and post-peak softening modulus of salt rock under constant temperature-variable pressure, and temperature-pressure coupling conditions

项目	样品编号	围压/ MPa	温度/ $^{\circ}\text{C}$	弹性模量(E)/ GPa	峰值后软化模量(M) / GPa	BDI
恒温变压	S1	5	20	3.73	-2.06	0.36
	S2	10	20	2.59	3.41	4.13
	S3	30	20	2.28	2.75	5.90
	S4	60	20	1.51	1.79	6.42
	S5	80	20	1.41	1.56	10.52
温-压耦合	S10	5	30	1.98	2.28	7.46
	S11	10	40	1.80	2.01	9.61
	S12	30	85	1.10	1.22	10.15
	S13	60	150	0.39	0.43	11.02

(表3),采用公式(2)计算各实验条件下盐岩的BDI。从恒温变压实验后盐岩BDI变化来看,随着围压增大,BDI增大,表明盐岩塑性增强。温-压耦合作用下,盐岩BDI随温度、压力增大而增大,表现为塑性增强。对比同围压下、恒温加压和温-压耦合作用下盐岩BDI可知,增温可增加盐岩塑性,如在5 MPa-20 $^{\circ}\text{C}$ 时,盐岩BDI为0.36,表现为脆性;而温度增高10 $^{\circ}\text{C}$,在5 MPa-30 $^{\circ}\text{C}$ 条件下,盐岩BDI为7.4,盐岩已呈现塑性(图10a)。

以BDI 0.5和1.0为界限,在恒温变压条件下,盐岩脆-塑性转化临界围压分别为5.2 MPa和5.8 MPa(图10b)。采用公式(1)换算,对应的埋深分别为364 m和406 m。温-压耦合作用会导致脆-塑性转化的临界深度比在恒温变压条件下更浅,在5 MPa-30 $^{\circ}\text{C}$ 条件下已呈塑性,表明在实际地温条件下,盐岩在浅层(埋深<364 m)就完成了脆-塑性转换。这意味着,在盐岩盖层埋藏较浅时,温-压耦合作用缩短了脆-塑性转化时间,促进浅层盐岩盖层封闭能力的提升。

3.5 盐岩盖层封闭能力演化

基于3类三轴应力-应变实验以及温度、压力改变对盐岩强度、裂缝发育、脆-塑性转换以及蠕变损伤-恢复的影响分析,建立单一压力因素和温-压耦合作用下深层盐岩盖层封闭能力演化模式(图11)。在单一压力因素作用下,盐岩盖层仅经历脆性、脆-塑性和塑性演化阶段(图11)。该演化模式适用于浅层盐岩盖层,盐岩在压力的作用下,在浅层(埋深<364 m)时已完成脆-塑性转换。此过程中,考虑温度影响可使得盐岩脆-塑性转换界限变浅,但整体对油气封闭能力的影响较小。温-压耦合作用下,盐岩盖层存在5个演化阶段,除脆性、脆-塑性和塑性演化阶段外,地温高于90 $^{\circ}\text{C}$ 后,出现蠕变损伤和损伤愈合阶段(图11),这也是深层盐岩盖层特有的演化阶段。

1) 脆性阶段:初始沉积的盐岩,孔隙不发育,渗透率非常低($<10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)^[28],在没有构造作用下,能够作为稳定的封闭层,但是这种浅埋的盐岩处于低应力

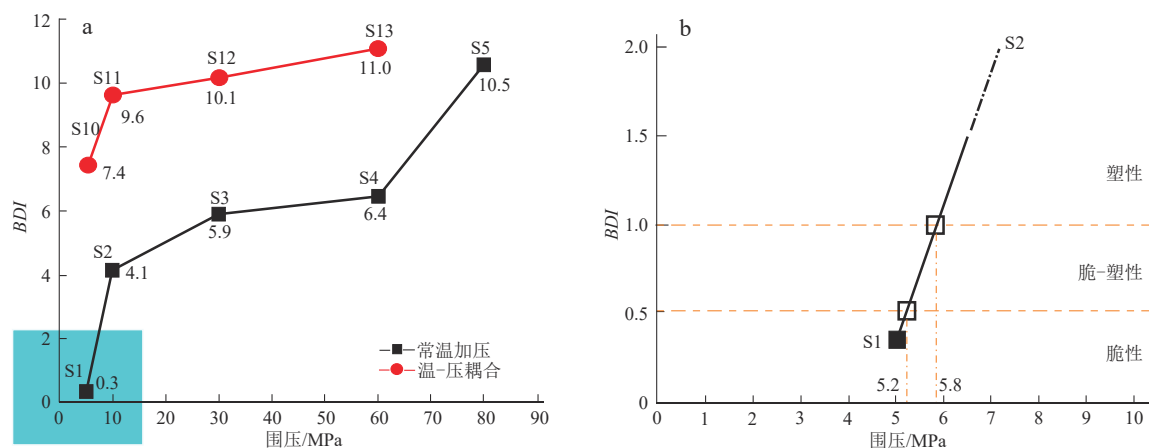


图10 常温加压和温-压耦合作用下盐岩的BDI折线图

Fig. 10 Line chart of BDI index of salt rock under normal temperature-variable pressure and temperature-pressure coupling conditions (b为图a中阴影部分的放大。)

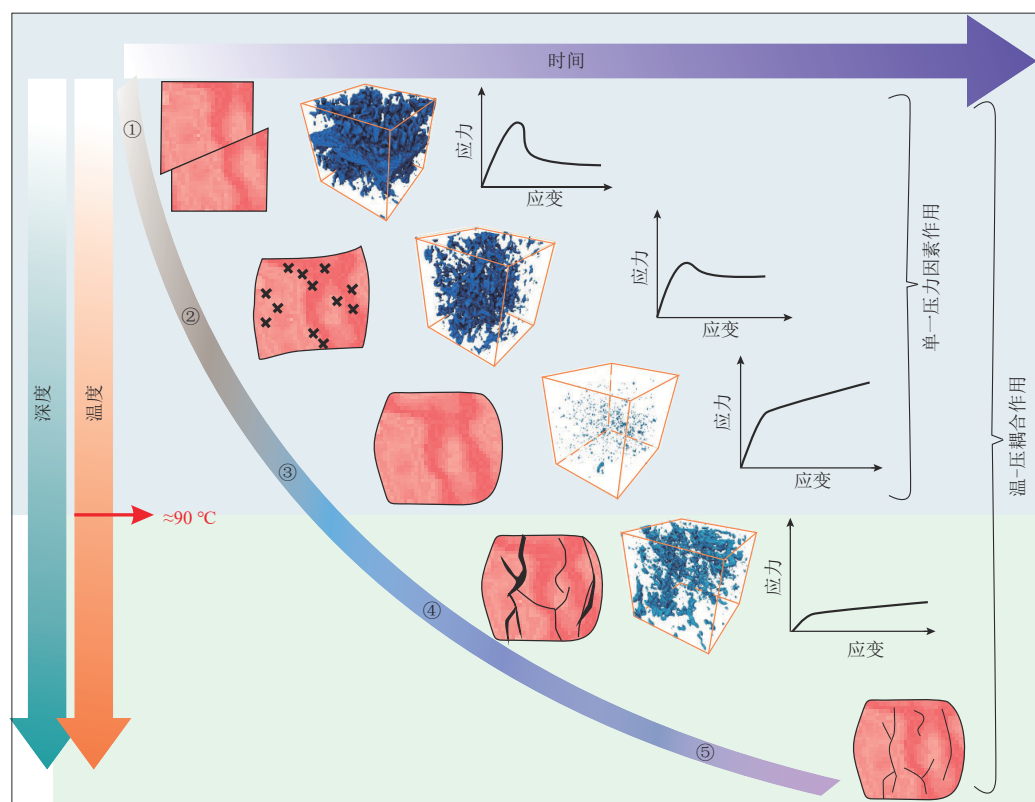


图11 埋藏过程中盐岩埋藏演化模式

Fig. 11 Evolution pattern of salt rock during burial process

① 脆性阶段;② 脆-塑性阶段;③ 塑性阶段;④ 蠕变损伤阶段;⑤ 损伤愈合阶段

和低地温的环境,呈现脆性,抗剪切能力弱,极其容易出现贯通性的剪切裂缝^[29]。

2) 脆-塑性阶段:随着埋深增加,围压作用增强,限制了岩石中裂纹的扩展,初始微裂隙、孔洞数量减少,封闭能力增强^[30]。

3) 塑性阶段:埋深达到300 m左右,温-压耦合作用下,盐岩呈塑性状态,在挤压变形的过程中,盐岩发

生塑性变形可释放构造应力,且仍有承载力,只要应力状态保持在非膨胀应力域内,盐岩就不会形成和扩展张裂缝。剪切作用下,可发生涂抹现象,具有连续涂抹的盐岩仍可有效阻止油气向上运移,该阶段盖层封闭能力最强^[31]。

4) 蠕变损伤阶段:随着埋深增加,地层温度升高至90℃左右,结合塔里木盆地巴楚地区H6井埋藏史-

热史(图2),盐岩发生蠕变损伤的深度约为2 500 m,初始损伤周围易形成局部应力集中,起始扩展裂纹多在初始损伤附近产生;裂纹容易沿着初始微裂纹的尖端延伸、扩展,并相连、汇合,形成贯通性裂缝,导致盖层封闭能力降低。如南美东缘巴西坎波斯盆地,盐岩的蠕变导致了塑性断层的产生,为盐岩区域性盖层之下的油气向盐上运移调整提供了通道^[32-33]。该阶段为深层盐岩演化的特有阶段,在深层油气藏的保存极为不利,因此,对于深层盐岩盖层封闭能力演化分析的过程中,温度因素必不可少。

5) 损伤愈合阶段:在压力及时间效应影响下,损伤愈合,盐岩重新具有封闭能力。

4 结论

1) 单一温度、压力作用下,盐岩短期强度变差,塑性增强。温-压耦合作用导致盐岩短期强度大幅减弱,塑性大幅增强,缩短了脆-塑性转化时间,其中,由温度引起的盐岩短期强度降低百分比(T_i)>35.06%;压力引起的盐岩短期强度降低百分比(p_i)最大只有38.25%。对比表明埋藏过程中,盐岩力学性质主要受控于温度。

2) 不同温压条件下,盐岩裂缝发育规律存在差异:恒温变压条件下,随着围压增大,样品存在“贯穿性裂缝发育—微裂缝发育—微裂缝消失”的变化过程,围压限制了岩石中裂纹的扩展。温-压耦合条件下,样品具有“贯穿性裂缝发育—微裂缝发育—微裂缝减少—愈合—裂缝再次发育”的变化趋势;此过程中,低温阶段(<90 °C),压力对盐岩封闭能力影响占主导地位,随着围压增大,裂缝愈合,封闭能力增强;高温阶段(≥90 °C),温度占主导地位,盐岩出现蠕变损伤。

3) 与常温三轴力学实验对比,深层盐岩在温-压耦合作用下,除常规的脆-塑性演化阶段外,当地温高于90 °C后,经历蠕变损伤和损伤愈合两个演化阶段。深层盐岩盖层在“脆性—脆-塑性—塑性—蠕变损伤—损伤愈合”各演化阶段的封闭能力依次为“差—较好—好—差—好”;温-压耦合作用下深层盐岩盖层仍存在泄漏风险,准确厘定盐岩盖层演化阶段可为盐下勘探提供参考和依据。

参 考 文 献

[1] TRIPPETTA F, COLLETTINI C, MEREDITH P G, et al. Evolution of the elastic moduli of seismogenic Triassic Evaporites subjected to cyclic stressing[J]. *Tectonophysics*, 2013, 592: 67-79.

[2] 朱彦先,何生,何治亮,等. 川东南地区中—下寒武统膏岩层系分布特征及其影响因素[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(6): 910-919.
ZHU Yanxian, HE Sheng, HE Zhiliang, et al. Distribution characteristics and influencing factors of Middle-Lower Cambrian gypsum in southeastern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(6): 910-919.

[3] 樊奇,樊太亮,李清平,等. 塔里木盆地寒武系膏盐岩沉积特征与发育模式[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(2): 217-226.
FAN Qi, FAN Tailiang, LI Qingping, et al. Sedimentary characteristics and development model of Cambrian gypsum-salt rocks, Tarim Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(2): 217-226.

[4] REZAEYAN A, TABATABAEI-NEJAD S A, KHODAPANAH E, et al. A laboratory study on capillary sealing efficiency of Iranian shale and anhydrite caprocks[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 66(Part 4): 817-828.

[5] 宋金鹏,田盼盼,代俊杰,等. 塔里木盆地库车坳陷膏盐岩分布特征及油气地质意义[J]. *断块油气田*, 2021, 28(6): 800-804.
SONG Jinpeng, TIAN Panpan, DAI Junjie, et al. Distribution characteristics of gypsum-salt rock and petroleum geological significance in Kuqa Depression of Tarim Basin[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2021, 28(6): 800-804.

[6] TEIGE G M G, HERMANRUD C, THOMAS W H, et al. Capillary resistance and trapping of hydrocarbons: A laboratory experiment[J]. *Petroleum Geoscience*, 2005, 11(2): 125-129.

[7] 金之钧,周雁,云金表,等. 我国海相地层膏盐岩盖层分布与近期油气勘探方向[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(6): 715-724.
JIN Zhijun, ZHOU Yan, YUN Jinbiao, et al. Distribution of gypsum-salt cap rocks and near-term hydrocarbon exploration targets in the marine sequences of China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(6): 715-724.

[8] DU Jinhu, PAN Wenqing. Accumulation conditions and play targets of oil and gas in the Cambrian subsalt dolomite, Tarim Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(3): 360-374.

[9] FENG Xiaoyue, XUE Fengning, ZHAO Pengbo, et al. The electronic structure, elastic properties, dynamical stability and thermoelectric properties of rock-salt and orthorhombic phases of CdS: First-principles calculations[J]. *Solid State Communications*, 2022, 353: 114878.

[10] LI Chun, HU Yaoqing, MENG Tao, et al. Mode-I fracture toughness and mechanisms of salt-rock gypsum interlayers under real-time high-temperature conditions[J]. *Engineering Fracture Mechanics*, 2020, 240: 107357.

[11] KIBIKAS W M, GHASSEMI A, CARPENTER B M. Evaluating the mechanical properties of carbonate and evaporite caprocks in the Sichuan Basin[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2021, 6: 100063.

[12] DONG Zhikai, LI Yinping, LI Haoran, et al. Influence of loading history on creep behavior of rock salt[J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 55(Part A): 105434.

[13] MA Linjian, WANG Yunxiao, WANG Mingyang, et al. Mechanical

- properties of rock salt under combined creep and fatigue [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2021, 141: 104654.
- [14] LIU Wei, LI Yinping, YANG Chunhe, et al. Permeability characteristics of mudstone cap rock and interlayers in bedded salt formations and tightness assessment for underground gas storage caverns[J]. Engineering Geology, 2015, 193: 212–223.
- [15] LIAO Zonghu, WU Mengni, CHEN Xiaofeng, et al. Fracture mechanical properties of carbonate and evaporite caprocks in Sichuan Basin, China with implications for reservoir seal integrity [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 119: 104468.
- [16] LYU Cheng, LIU Jianfeng, REN Yi, et al. Mechanical characteristics and permeability evolution of salt rock under thermal-hydro-mechanical (THM) coupling condition [J]. Engineering Geology, 2022, 302: 106633.
- [17] 李双建, 孙冬胜, 周雁, 等. 一种获取塑性指数的方法: CN201510117142.0[P]. 2016–10–12.
- LI Shuangjian, SUN Dongsheng, ZHOU Yan, et al. A method for obtaining plasticity index: CN201510117142.0[P]. 2016–10–12.
- [18] 林潼, 王铜山, 潘文庆, 等. 埋藏过程中膏岩封闭有效性演化特征——以塔里木盆地寒武系深层膏岩盖层为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6): 1354–1364.
- LIN Tong, WANG Tongshan, PAN Wenqing, et al. Evaluation of sealing effectiveness of gypsolyte during burial: A case study of the gypsolyte caprock in deep Cambrian, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6): 1354–1364.
- [19] HUNSCH U, ALBRECHT H. Results of true triaxial strength tests on rock salt[J]. Engineering Fracture Mechanics, 1990, 35 (4/5): 867–877.
- [20] 刘绘新, 张鹏, 盖峰. 四川地区盐岩蠕变规律研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2002, 21(9): 1290–1294.
- LIU Huixin, ZHANG Peng, GE Feng. Study on creep rule of salt rock in Sichuan region [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2002, 21(9): 1290–1294.
- [21] 陈结, 刘剑兴, 姜德义, 等. 围压作用下盐岩应变与损伤恢复试验研究[J]. 岩土力学, 2016, 37(1): 105–112.
- CHEN Jie, LIU Jianxing, JIANG Deyi, et al. An experimental study of strain and damage recovery of salt rock under confining pressures[J]. Rock and Soil Mechanics, 2016, 37(1): 105–112.
- [22] 康燕飞, 陈结, 姜德义, 等. 不同温度条件下盐岩卤水浸泡后损伤自恢复特性[J]. 岩土力学, 2019, 40(2): 601–609.
- KANG Yanfei, CHEN Jie, JIANG Deyi, et al. Damage self-healing property of salt rock after brine immersion under different temperatures [J]. Rock and Soil Mechanics, 2019, 40(2): 601–609.
- [23] 康燕飞, 陈结, 姜德义, 等. 盐岩损伤自愈合特性研究综述 [J]. 岩土力学, 2019, 40(1): 55–69.
- KANG Yanfei, CHEN Jie, JIANG Deyi, et al. Summary on damage self-healing property of rock salt [J]. Rock and Soil Mechanics, 2019, 40(1): 55–69.
- [24] 王军保, 刘新荣, 郭建强, 等. 盐岩蠕变特性及其非线性本构模型[J]. 煤炭学报, 2014, 39(3): 445–451.
- WANG Junbao, LIU Xinrong, GUO Jianqiang, et al. Creep properties of salt rock and its nonlinear constitutive model [J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(3): 445–451.
- [25] WANG Guijun, ZHANG Lei, ZHANG Yuwen, et al. Experimental investigations of the creep-damage-rupture behaviour of rock salt [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2014, 66: 181–187.
- [26] WANG Haixue, WU Tong, FU Xiaofei, et al. Quantitative determination of the brittle-ductile transition characteristics of caprocks and its geological significance in the Kuqa Depression, Tarim Basin, western China [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2019, 173: 492–500.
- [27] WANG Sheng, ZHAO Wanchun, FU Xiaofei, et al. A Universal method for quantitatively evaluating rock brittle-ductile transition behaviors [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 195: 107774.
- [28] 纪文栋, 杨春和, 刘伟, 等. 层状盐岩细观孔隙特性试验研究 [J]. 岩石力学与工程学报, 2013, 32(10): 2036–2044.
- JI Wendong, YANG Chunhe, LIU Wei, et al. Experimental investigation on meso-pore structure properties of bedded salt rock [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2013, 32(10): 2036–2044.
- [29] WANG Fuwei, CHEN Dongxia, WANG Qiaochu, et al. Quantitative evaluation of caprock sealing controlled by fault activity and hydrocarbon accumulation response: K gasfield in the Xihu Depression, East China Sea Basin [J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 134: 105352.
- [30] 吴桐, 付晓飞, 王海学, 等. 膏盐岩脆塑性变形特征及封闭能力定量评价[J]. 地质论评, 2016, 62(1): 127–137.
- WU Tong, FU Xiaofei, WANG Haixue, et al. Brittle ductile deformation characteristics of anhydrite-salt rock and quantitative evaluation of its sealing ability [J]. Geological Review, 2016, 62 (1): 127–137.
- [31] 孟庆强, 李京洲, 刘文汇, 等. 膏盐岩含量对成熟阶段页岩生烃影响的模拟实验[J]. 特种油气藏, 2022, 29(5): 113–118.
- MENG Qingqiang, LI Jingzhou, LIU Wenhui, et al. Simulation Study on the Effect of Gypsum-salt Content on Hydrocarbon Generation in Mature Stage Shale [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(5): 113–118.
- [32] 康洪全, 孟金落, 程涛, 等. 巴西坎波斯盆地深水沉积体系特征[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 93–104.
- KANG Hongquan, MENG Jinluo, CHENG Tao, et al. Characteristics of deep water depositional system in Campos Basin, Brazil [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 93–104.
- [33] 黄文松, 徐芳, 刘成彬, 等. 深水盐下湖相碳酸盐岩缝洞地震预测——以巴西桑托斯盆地F油田为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 445–455, 488.
- HUANG Wensong, XU Fang, LIU Chengbin, et al. Seismic prediction of fractures and vugs in deep-water sub-salt lacustrine carbonates: Taking F oilfield in Santos Basin, Brazil as an example [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 445–455.