

文章编号: 0253-2697(2024)06-1019-12 DOI:10.7623/syxb202406011

含天然气水合物饱和粉质沉积物三轴剪切试验

骆汀汀¹ 张宸毅¹ 杨维好¹ 孙翔² 宋永臣³

(1. 中国矿业大学深地工程智能建造与健康运维全国重点实验室 江苏徐州 221116; 2. 中国科学院武汉岩土力学研究所 湖北武汉 430071; 3. 大连理工大学海洋能源利用与节能教育部重点实验室 辽宁大连 116024)

摘要:为开发中国南海粉质储层中丰富的天然气水合物能源,对水饱和状态下含天然气水合物粉质沉积物进行力学特性研究。根据南海水合物岩心粒径曲线人工配制了粉质沉积物,并基于“先生成一再饱和一后固结”方法制备了水饱和状态下含天然气水合物粉质沉积物,并在较低有效围压条件下开展了一系列三轴排水剪切试验。研究表明:①较低有效围压下粉质沉积物破坏强度随水合物饱和度增加呈现近似线性增长,水饱和状态下含相同饱和度水合物沉积物的破坏强度明显低于气饱和状态下其强度;②饱和度为40%的天然气水合物使粉质沉积物黏聚力增长了约4倍,内摩擦角则增长了约5.2°;③当有效围压增大时,纯粉质沉积物应变持续减小,含水合物粉质沉积物应变则先增后减;粉质沉积物应变均随水合物饱和度增大而减小,而其体应变差值则逐渐缩小;④水合物胶结作用会降低沉积物初始固结程度,而沉积物剪切变形特性主要受到初始固结程度、水合物胶结作用和有效应力因素综合影响。因此,水合物饱和度降低导致的黏聚力降低、二次固结和剪切变形可能是中国南海天然气水合物开采诱发粉质储层变形的重要原因。

关键词:天然气水合物;粉质沉积物;水饱和状态;三轴剪切试验;强度;变形特性;黏聚力

中图分类号:TE349

文献标识码:A

Triaxial shear test of natural gas hydrate-bearing saturated silty sediments

Luo Tingting¹ Zhang Chenyi¹ Yang Weihao¹ Sun Xiang² Song Yongchen³

(1. State Key Laboratory of Intelligent Construction and Healthy Operation & Maintenance of Deep Underground Engineering, China University of Mining and Technology, Jiangsu Xuzhou 221116, China; 2. Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Hubei Wuhan 430071, China; 3. Key Laboratory of Ocean Energy Utilization and Energy Conservation of Ministry of Education, Dalian University of Technology, Liaoning Dalian 116024, China)

Abstract: This paper aims to investigate the mechanical behaviors of natural gas hydrate-bearing silty sediments, which provides an important basis for the production of abundant natural gas hydrate resources deposited in silty reservoirs of the South China Sea. Thus, silty sediments were artificially prepared according to the particle size distribution curve of hydrate cores from the South China Sea; the natural gas hydrate-bearing saturated silty sediments were simulated based on the “hydrate formation water saturation isotropic consolidation” method, followed by a series of triaxial drained shear tests under low effective confining pressure. The study reveals that: (1) at a low effective confining pressure, the failure strength of silty sediments increases almost linearly with the increasing hydrate saturation, while for the sediments containing hydrates of the same saturation, the failure strength under water saturation is significantly lower than that under gas saturation; (2) the natural gas hydrate with a saturation of 40% contributes to an increase by about 4 times in the cohesion of silty sediments and by about 5.2° in the internal friction angle; (3) as the effective confining pressure increases, the volumetric strain of silty sediments containing hydrates increases at first and then decreases, whereas that of pure silty sediments decreases continuously; the volumetric strain of all silty sediments decreases with increasing hydrate saturation, and the difference in volumetric strain gradually decreases; (4) the hydrate cementation can reduce the initial consolidation degree of silty sediments, while the shearing deformation behaviors of sediments are mainly influenced by the combination of initial consolidation degree, hydrate cementation and effective stress. The conclusion indicates that the cohesion reduction, re-consolidation and shear deformation as result of the decreased hydrate saturation may be the key reason for the deformation of silty reservoirs induced by natural gas hydrates production in the South China Sea.

Key words: natural gas hydrate; silty sediments; water-saturated state; triaxial shear test; strength; deformation behaviors; cohesion

引用: 骆汀汀, 张宸毅, 杨维好, 孙翔, 宋永臣. 含天然气水合物饱和粉质沉积物三轴剪切试验[J]. 石油学报, 2024, 45(6): 1019-1030.

Cite: LUO Tingting, ZHANG Chenyi, YANG Weihao, SUN Xiang, SONG Yongchen. Triaxial shear test of natural gas hydrate-bearing saturated silty sediments[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(6): 1019-1030.

基金项目: 国家自然科学基金青年科学基金项目“南海天然气水合物水平井分层开采过程中地层变形规律研究”(No. 42106210)资助。

第一作者及通信作者: 骆汀汀, 男, 1992年11月生, 2020年获大连理工大学博士学位, 现为中国矿业大学副教授、硕士生导师, 主要从事含天然气水合物沉积物力学特性研究。Email: kdltt@cumt.edu.cn

天然气水合物是21世纪以来日趋重要的新型矿物能源之一,广泛分布在全球近海浅坡以及永久冻土层^[1-3]。据统计,全球天然气水合物碳储量相当于常规化石燃料的2倍,常温常压下 1 m^3 水合物可释放 164 m^3 天然气,且天然气完全燃烧只生成水及二氧化碳,能有效降低大气污染物的排放^[4-6]。因此,天然气水合物以其清洁燃烧、储量大等优势受到全球研究人员的广泛关注。中国南海蕴藏着丰富的天然气水合物资源,其储量高达 $700 \times 10^8\text{ t}$ 级油当量,主要赋存于粉质储层中^[7-9]。在中国“缺油少气”的资源格局下,尽早实现其大规模、低成本开发对保障国家能源安全和满足中国对清洁能源的需求具有重要意义^[10-13]。

以气源成因划分,天然气水合物主要由高压、低温储层中的热成因气和生物成因气发育而来。其中,热成因气主要借助海底裂隙、断层等地质构造运移成藏,发育为片状、层状或块状水合物,这类水合物分布集中且密度较大,其力学特性更接近纯水合物^[14-15];生物成因气扩散渗入地层形成的水合物也较为常见^[7,16-17],其主要发育为颗粒包裹、胶结和孔隙填充型水合物^[18],而胶结型水合物对沉积物力学特性影响相较于其余二者更加显著^[19-20]。在天然气水合物开采过程中,其胶结结构会随着水合物分解而逐渐剥落、断裂直到消失,导致沉积物强度衰减,在上覆土层应力作用下储层发生持续变形,进而引发海底滑坡和开采井筒破坏等工程地质灾害^[21-25]。因此,研究水饱和状态下胶结型水合物对沉积物力学特性影响规律是预测开采工程风险以及保障高效、稳定回收天然气资源的重要前提。

基于此,学者们开展了一系列室内实验来研究含胶结型水合物沉积物的力学特性,其中三轴实验是含水合物沉积物力学特性最主要的研究手段。Hyodo等^[26-27]在三轴实验中对气饱和状态和水饱和状态下含胶结型水合物砂质沉积物力学特性发现,气饱和状态下试样的胶结强度明显高于水饱和状态。在微观尺度,Lei等^[28]通过CT扫描装置研究气、水迁移对水合物生成及演化模式的影响发现,孔隙流体的驱替会改变水合物胶结结构。以上实验调查直接或间接地印证了胶结型水合物在气、水饱和状态下与沉积物相互作用形式不同,水饱和状态下含胶结型水合物沉积物力学响应需要重点关注。此外,由于海洋细粒水合物储层的巨大开发潜力,室内三轴实验研究重心逐渐由粗粒土向细粒土、由气饱和向水饱和发展,力求模拟更真实的产区海底原位环境^[29-34]。Zhao等^[35-37]采用重塑法模拟制备了水饱和状态下的南海含水合物粉质黏土,并探究了黏土含量、水合物饱和度以及有效围压(超固结比)对试样力学特性的影响。研究结果表明,黏土含量

的增大会强化试样应变硬化行为和黏聚力并弱化沉积物刚度及强度,而其余因素对细粒黏土力学特性影响与对粗粒土影响则相近。Liu等^[38]对重塑后的欠固结合水合物粉质黏土进行不排水三轴剪切实验发现,其强度及刚度均随固结程度和初始有效围压增大而增大。

以上实验研究为认识水饱和状态下胶结型水合物对细粒沉积物力学特性影响提供了良好的基础。相对而言,水饱和状态下含水合物细粒土力学特性研究尚不系统。因此,针对南海水合物储层埋深浅、细粒沉积物等特点,研究低有效围压条件下天然气水合物对饱和粉质沉积物力学特性影响规律,以获取更真实的南海水合物储层力学特性及基础参数,可为中国南海天然气水合物开采、勘探等过程提供理论支撑。笔者采用自行研制的高压、低温水合物三轴仪,人工配制了与南海水合物岩心颗粒级配相似的粉质沉积物作为宿主颗粒,基于“先生成一再饱和一后固结”方法制备了含胶结型天然气水合物饱和和粉质沉积物,开展了一系列三轴固结排水剪切试验,研究了不同有效围压条件下含不同饱和度胶结型水合物粉质沉积物的剪切特性,总结分析了水饱和状态下水合物胶结作用对沉积物强度及变形特性的影响规律。

1 实验

1.1 实验材料及仪器

根据以往研究,两种颗粒粒径分布接近的水合物沉积物会表现出相似的强度特性^[39-40]。南海神狐海域LW3站位120.2 m水合物岩心(中国海洋石油集团有限公司提供)粒径分析表明^[41],其主要成分为细石英砂(粒径 $>63\ \mu\text{m}$,含量为6.3%)、蒙脱土(粒径为 $4\sim 63\ \mu\text{m}$,含量为72.2%)和伊利土(粒径 $<4\ \mu\text{m}$,含量为21.5%)。

根据以上岩心数据以及前人研究成果^[42-43],笔者人工配制了与南海水合物岩心具有相似颗粒粒径分布曲线的粉质沉积物作为宿主沉积物,粒径分布曲线见图1。

实验装置为自行搭建的高压、低温水合物三轴仪。该装置包括水合物生成系统、温度控制系统、三轴试验系统和数据采集与控制系统,能模拟水合物的原位生成及分解、沉积物的固结、剪切等三轴试验过程,并获得其强度、刚度和体应变等力学参数。水合物生成系统主要由甲烷气瓶、孔压柱塞泵、背压阀、压力表和连接管路等组成,最大压力为16 MPa,精度为0.001 MPa;温度控制系统由水浴、压力室、保温夹套和内循环管路等组成,温度可控区间为 $-20\sim 30\text{ }^\circ\text{C}$,精度为 $0.1\text{ }^\circ\text{C}$;三轴试验系统主要由门式框架、压力室、轴压柱塞泵和

围压柱塞泵等组成,压力和精度分别为 16 MPa 和 0.001 MPa;数据采集与控制系统主要由计算机、位移传感器、温度传感器和控制软件组成(图 2)。

1.2 实验工况

基于南海神狐海域 LW3 站位水合物储层埋深(300 m 以浅)、孔隙度(约 40%)和水合物饱和度(10%~46%)等测井数据^[44-46],实验参数中沉积物孔隙率选为 40%,水合物饱和度选为 0%、20%和 40%共 3 种。根据 White 等^[47]研究中天然气水合物储层的有效围压计算方法,研究中参考 LW3 站位 120.2 m 深度处的水合物岩心所对应的有效围压约为 1 MPa,而南海神狐海域水合物层的分布主要集中在 100~265 m 深度区域,对应有效围压范围为 0.8~1.8 MPa,笔者选用 0.5 MPa、1.0 MPa、1.5 MPa 这 3 种具备代表性的有效围压参数开展试验。

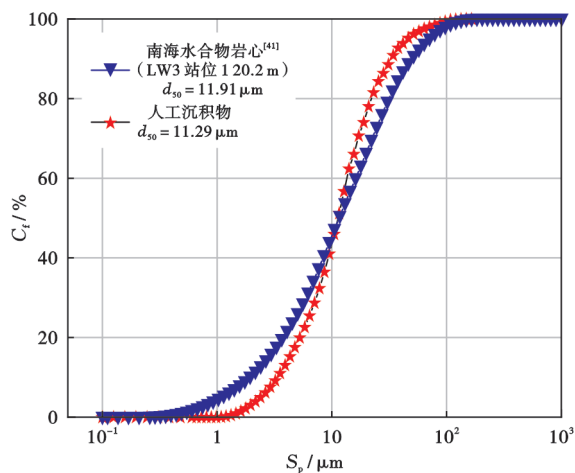


图 1 粉质沉积物和水合物岩心粒径分布曲线

Fig. 1 Particle size distribution curves of silty sediments and hydrate cores

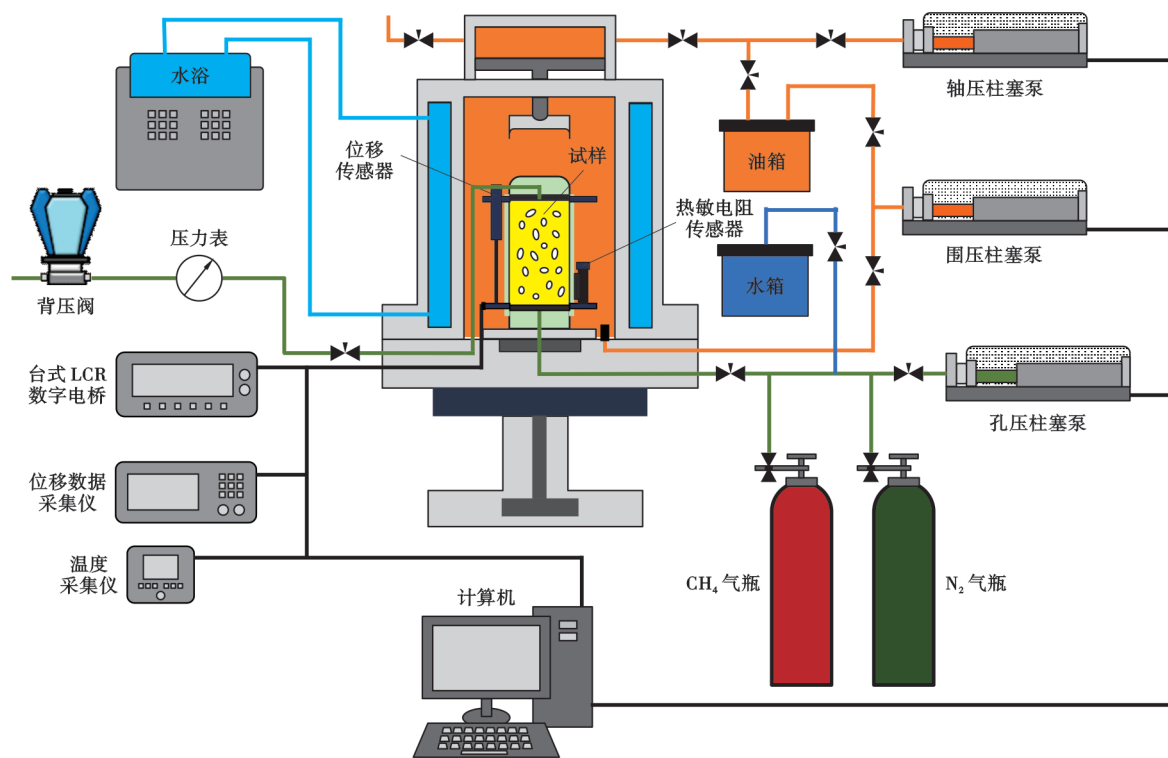


图 2 水合物三轴试验装置

Fig. 2 Schematic diagram of the hydrate triaxial test apparatus

3 种有效围压取值在常规含水合物沉积物三轴试验有效围压取值(一般在 0~5 MPa)中处于较低水平,称为较低有效围压^[48]。同时,为了兼顾温度还原、水合物稳定存在和试样孔隙压力限制等因素(LW3 站位 120.2 m 深度处的水合物岩心所对应的温度约为 8 ℃),研究采用较为接近的 6 ℃作为试样温度^[49]。

依据太沙基理论和前人研究成果^[50-52],笔者主要研究有效围压、水合物饱和度(暂不考虑孔隙压力和温度)对含水合物沉积物力学特性影响。具体试样参数及工况见表 1。

1.3 实验过程

室内水合物试验发现,通过向水—砂混合物中持续注入 CH₄ 气体,水合物会逐渐生长在砂颗粒交界处并形成胶结结构^[28,53]。对于颗粒较小的宿主颗粒——粉土来说,一部分水合物可能会生长在土颗粒交界处形成胶结结构,另一部分水合物会在土颗粒孔隙间生成排挤型水合物,形成土—水合物团聚体。基于 1.1 节所介绍的实验材料及仪器,笔者采用“先生成—再饱和—后固结”的方法来制备水饱和状态下含胶结型水

表1 试样参数及实验工况
Table 1 Sample parameters and test conditions

试样编号	水的质量 m_w/g	干土的质量 m_s/g	初始孔隙率 $n_i/\%$	固结后孔隙率 $n_c/\%$	消耗气体体积 V_g/mm^3	水合物饱和度 $S_h/\%$	残余水饱和度 $S_{reg}/\%$	有效围压 σ'_v/MPa
1	9.6	155.5	41.70	33.89	0	0	24.9	0.5
2	9.6	155.5	41.18	33.05	0	0	24.9	1.0
3	9.6	155.5	40.25	32.02	0	0	24.9	1.5
4	9.6	155.5	41.87	35.41	21 156	19.66	10.8	0.5
5	9.6	155.5	40.98	33.75	18 598	17.93	12.5	1.0
6	9.6	155.5	40.41	32.63	20 167	19.91	11.5	1.5
7	17.3	155.5	41.33	37.26	38 859	36.93	19.1	0.5
8	17.3	155.5	41.57	35.17	41 023	38.61	17.6	1.0
9	17.3	155.5	42.53	33.56	42 562	38.50	16.6	1.5

合物粉质沉积物。天然气水合物相平衡曲线及试验温压路径曲线见图3。

制备流程主要包括初始试样制作、水合物生成及试样水饱和、试样固结及剪切3个部分,如图4所示。

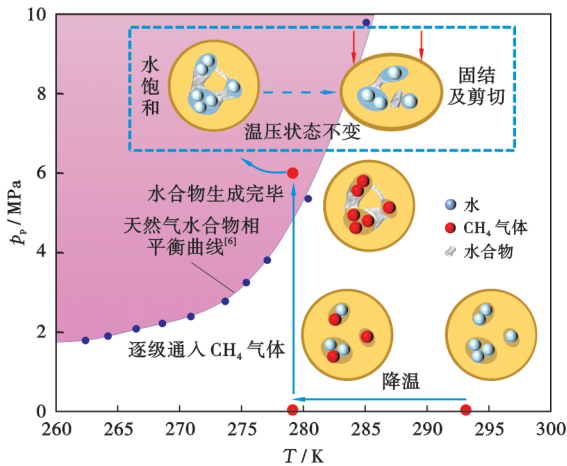


图3 水合物生成温压路径

Fig. 3 Thermo-baric path of hydrate formation

1.3.1 初始试样制作

按表1中材料取值称取一定质量的水(用以控制水合物饱和度)及制备的干燥粉质沉积物,搅拌均匀后分10次装入模具中,依次击实成型后将圆柱形试样($\Phi 39.1\text{ mm} \times 80\text{ mm}$)取出;随后在试样两端连接透水烧结铜垫片、乳胶膜和上、下压头,使用O型圈密封后置于压力室底座上,将与各采集仪相连的传感器布置在试样表面后,闭合三轴仪压力室;通过围压柱塞泵预设试样有效围压为0.1 MPa,同时调节水浴控制试样温度为6℃。

1.3.2 水合物生成及试样水饱和

当压力和温度稳定后,保持试样有效围压为0.1 MPa,向试样内通入CH₄气体(6℃),通过控制围压柱塞泵、孔压柱塞泵和背压阀,逐级调高试样围压、孔隙进口压力和出口压力,使其分别达到6.1 MPa、

6.0 MPa和5.9 MPa。维持以上压力并保持充足的CH₄气体供应来进行水合物的持续生成。当CH₄气体不再消耗时,认为水合物生成完毕。随后,通过孔压柱塞泵向管路内通入6 MPa的N₂气体(6℃)以驱替管路中的CH₄气体。由于N₂气体通入时间较短,且蒙脱土的存在会提升水合物的自保护效应,因此其引起的天然气水合物分解量可以忽略不计^[54-55]。驱替完成后,持续注入6 MPa的去空气-水(6℃)来驱替孔隙内和管路中的气体。当试样出水量与进水量一致时,认为试样达到水饱和状态,该过程通常持续48~72 h。

1.3.3 试样固结及剪切

调整试样有效围压至预定值(0.5 MPa、1.0 MPa和1.5 MPa),对试样进行24 h以上的等压固结。参考常规土工试验规范^[56],以试样轴向变形低于0.005%/h作为试样固结完成标准。固结结束后开展排水剪切实验,以0.1%/min的应变速率剪切试样直至破坏,最终破坏状态及研究参数选取轴向应变15%时的试样特征作为基准^[36-37]。三轴试验结束后,降低试样围压和孔隙压力,水合物分解完成后通入N₂气体清洁管路内残余气体及水,记录并处理得到的强度和变形等数据。

由于水合物生长具有一定的随机性,且孔隙中部分水被封闭而难以参与生成反应,水合物饱和度(水合物体积占孔隙总体积比值)由孔压柱塞泵记录的水合物生成时消耗的CH₄气体量计算得到:

$$S_h = V_h/V_p = \left(\frac{p_g V_g}{Z_g R T_g} M_h \right) / \rho_h V_p \quad (1)$$

2 试验结果与分析

2.1 应力—应变关系

通过比较不同水合物饱和度和有效围压条件下试样的应力—应变及体应变曲线(图5),可以得到水饱和状态下水合物胶结作用对粉质沉积物剪切特性的影

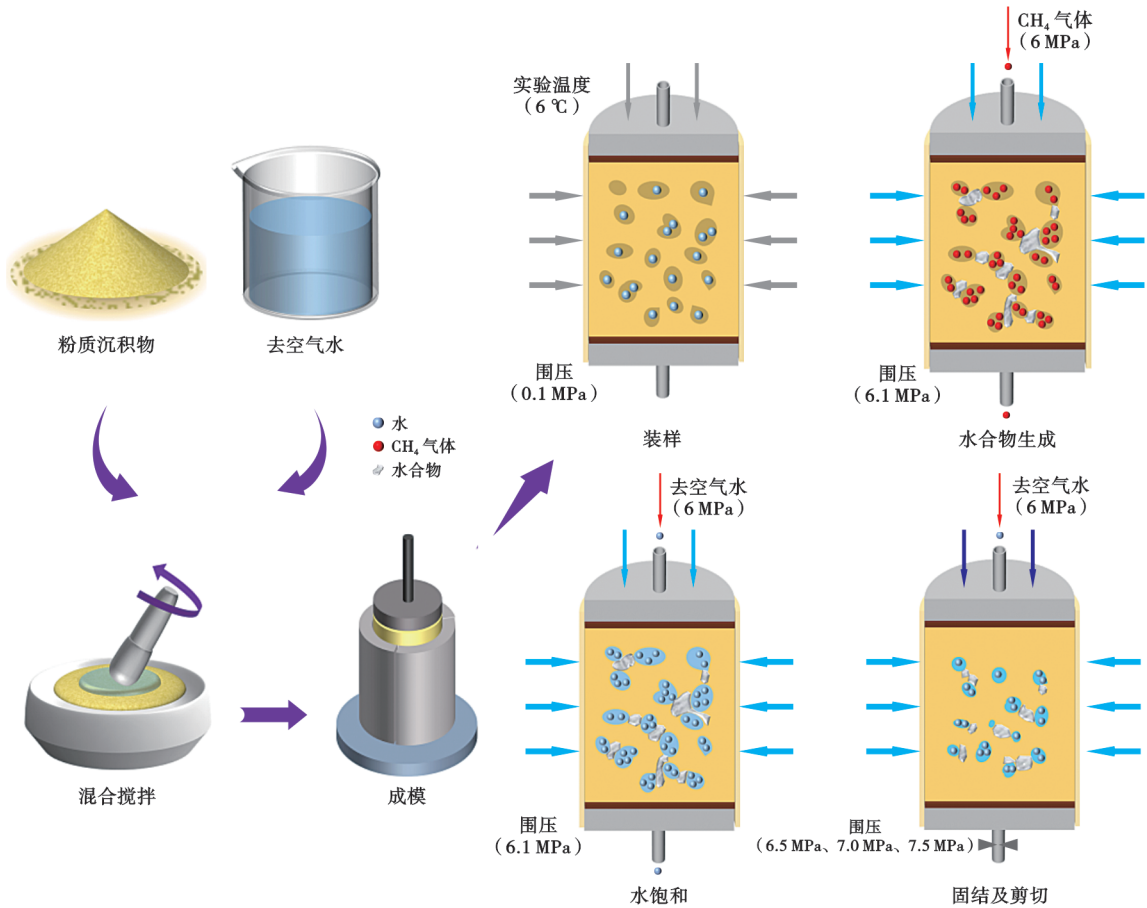


图 4 含水合物饱和粉质沉积物制备流程

Fig. 4 Schematic diagram for preparation of hydrate-bearing saturated silty sediments

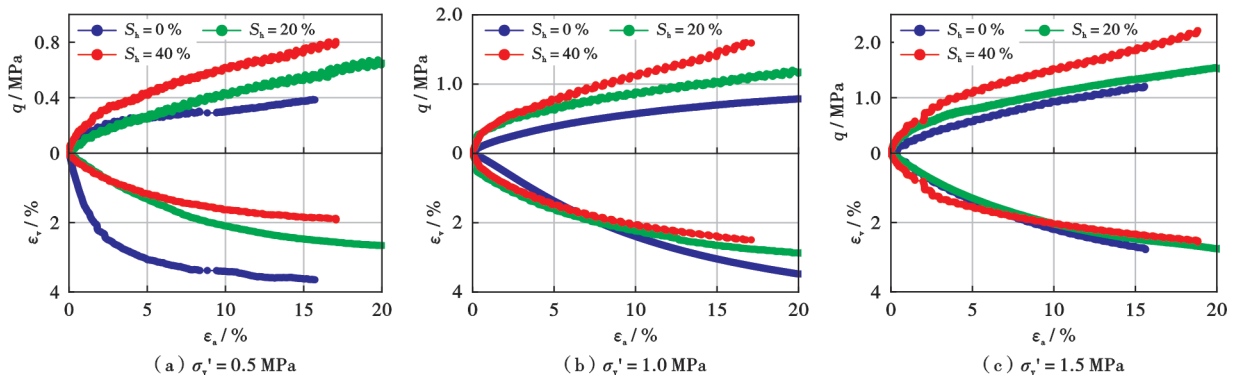


图 5 含不同饱和度水合物粉质沉积物应力—应变及体应变曲线

Fig. 5 Stress-strain and volumetric strain curves of hydrate-bearing silty sediments with different hydrate saturation

响规律。研究表明,各试样应力—应变曲线均表现出明显的弹塑性状态和应变硬化趋势:在剪切初期,沉积物呈现出较强的刚度,而水合物的存在增强了该现象;在持续的压缩作用下,试样的塑性应变逐渐积累,沉积物偏应力增长速率逐渐变慢,部分仍呈现线性增长趋势,而含水合物沉积物偏应力明显大于纯沉积物。这可能是由于水合物赋存在沉积物孔隙中,会对沉积物产生胶结及承压等作用,其在土颗粒间发挥的胶结作用往往会更为突出,以充当土骨架颗粒、限制土

体颗粒重新分布等方式来提高沉积物的抗剪能力,从而提升了沉积物的偏应力。

不同于含高饱和度水合物的砂质沉积物^[57-58],含水合物粉质沉积物体应变曲线均未表现出明显剪胀现象,即在剪切过程中沉积物体应变随着轴向应变增加持续增长。这主要是粉质沉积物中高黏粒特性导致的,黏土颗粒的润滑作用促进了颗粒间的错动及滑移,弱化了剪胀现象。同时可以发现,水合物的存在会一定程度上增强沉积物的抗变形能力,沉积物体应变随

着水合物饱和度增加逐渐变小,这一现象在 0.5 MPa 有效围压的条件下更为明显[图 5(a)]。但随着有效围压升高,各水合物饱和度试样之间的体应变差值也逐渐减小,且其体应变曲线发生相交现象[图 5(b)、图 5(c)]。这可能是由于试样变形受到水合物胶结作用和剪切过程中逐渐增大的有效应力影响,同时水合物存在还会影响固结期间试样内颗粒的重新分布,即对剪切开始前沉积物中的孔隙分布造成进一步影响;而有效围压的增大改变了试样应力状态及水合物影响大小、作用形式,使剪切时水合物—土颗粒状态发生改变;在这些工况下孔隙流体也会对沉积物变形产生干扰,因此导致了剪切前、中期不同有效围压下沉积物的应力—应变曲线的相交现象,即水合物存在会影响不同剪切阶段中饱和粉质沉积物的体应变增长趋势。

为了研究有效围压及水合物饱和度对沉积物强度、变形特性影响规律及作用机理,围绕沉积物破坏强度(15%应变对应的偏应力)、内摩擦角、黏聚力、体应变(15%应变对应的变形)、剪胀比和比体积等参数,对含水合物沉积物强度特性及变形特性开展进一步分析。

2.2 强度特性

图 6 显示了水饱和状态下含胶结型水合物粉质沉积物破坏强度,并将气饱和和状态下沉积物破坏强度作为对比^[59]。从图 6 可以看出,在水饱和状态下,不同有效围压下粉质沉积物破坏强度随水合物饱和度增加均呈现近似线性的增长,同时其强度随有效围压的增大也单调增长。如当有效围压从 0.5 MPa 增长到 1.5 MPa 时,0、20% 和 40% 3 种水合物饱和度的沉积物强度分别增长了 0.79 MPa、0.78 MPa 和 1.10 MPa。在剪切前期,沉积物的整体强度主要由水合物的胶结结构所贡献,随着剪切的继续,胶结开始逐渐剥落破坏,抗剪切能力逐渐由土颗粒和部分水合物颗粒自身的摩擦阻、黏连以及水合物胶结共同承担,黏土颗粒在其中充当润滑剂的作用,促进了颗粒间的错动及滑移,强化了应变硬化行为。其中,水合物颗粒含量和水合物胶结结构受饱和度影响较大,因此沉积物破坏强度随饱和度的增大而逐渐增大。此外,魏定邦等^[60]指出,深海沉积物抗剪强度随着含水量的增大呈现减小的趋势,在剪切时试样孔隙内主要成分为水和水合物,此时含更高饱和度水合物的沉积物孔隙中固相(水合物)含量要相对更大,因此其相对含水量更低,这可能也会导致其相比于含低饱和度水合物试样表现出更高的强度。而有效围压对于沉积物的强化表现为压密各组分颗粒,从而促进颗粒间相互作用(图 7)。与早期研究中对于

水饱和状态下含水合物砂质沉积物破坏强度变化结论相似^[58],有效围压对于粉质沉积物破坏强度的影响主要集中在提升土颗粒之间的摩擦及黏聚能力,因此有效围压的增大促使了试样破坏强度增大,而基本不改变含 3 种饱和度水合物沉积物破坏强度的相对大小。同时可以发现,当有效围压和沉积物基质相同时,水饱和状态下含天然气水合物沉积物的强度则远低于气饱和和状态下^[59],这种现象在高水合物饱和度工况下愈加明显。如 1.5 MPa 有效围压下,水饱和状态下含 40% 饱和度水合物沉积物的强度为 1.85 MPa,而气饱和和状态下相同条件的沉积物强度则高达 5.54 MPa。这可能是由于受试样含水量影响,水饱和状态下试样内的基质吸力要明显小于气饱和和状态下,导致水饱和和状态下沉积物强度较低^[61]。同时,在水饱和过程中,试样内少量水合物会发生分解或者溶于水中造成了实际胶结型水合物饱和度具有部分偏差,且流体的运移还容易引起水合物进一步演化,如重结晶、形态转化等现象,这会造成原有的水合物的完整胶结体系发生破坏,而更高的水合物饱和度下其溶解更多,且土—水合物团聚体受到影响也更大,从而也一定程度上导致了上述现象的发生。

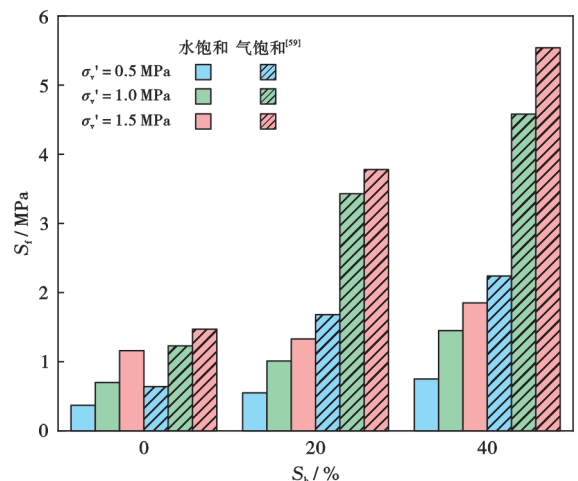


图 6 不同有效围压条件下含不同饱和度水合物粉质沉积物破坏强度

Fig. 6 Failure strength of hydrate-bearing silty sediments with different hydrate saturation under various effective confining pressure conditions

为进一步探究水饱和状态下水合物胶结作用对粉质沉积物强度影响机理,以及分析水合物对沉积物摩擦分量和黏聚分量增长的贡献程度。笔者基于强度数据,绘制了含不同饱和度水合物粉质沉积物的摩尔应力圆和强度包络线(图 8),并基于 Mohr-Coulomb 公式计算出粉质沉积物内摩擦角和黏聚力参数:

$$\tau = c + \sigma \tan \varphi \quad (2)$$

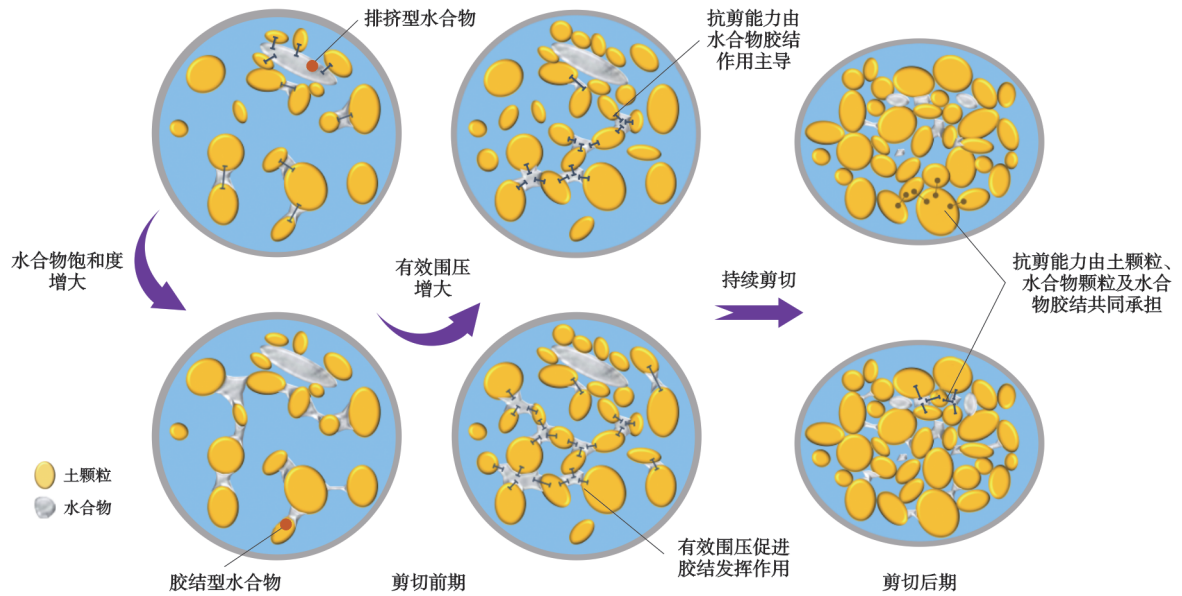


图 7 水饱和状态下水合物对粉质沉积物剪切强度特性影响示意

Fig. 7 Schematic diagram for the effect of hydrate on shear strength behaviors of water-saturated silty sediments

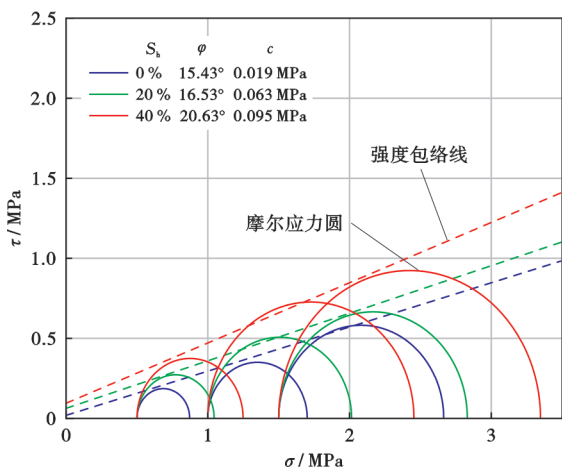


图 8 含不同饱和度水合物粉质沉积物的摩尔应力圆及强度包络线

Fig. 8 Molar stress circles and strength envelopes of hydrate-bearing silty sediments with different hydrate saturation

从图 8 可以发现,随着水合物饱和度的增大,沉积物的黏聚力和内摩擦角均有所增加,而黏聚力的增长幅度要明显大于内摩擦角。如含 40% 饱和度水合物沉积物相比于纯沉积物的黏聚力增大了约 400%,而内摩擦角增长了约 5.2° 。这可能是由于胶结型水合物通过增大颗粒间的接触面积以及增强颗粒间的相互作用有效地增强了土颗粒之间的吸引力,同时粉质沉积物中高黏粒含量表现出较强的黏性,因此水合物胶结结构、部分排挤型水合物和土颗粒结合形成一定数量的土-水合物团聚体,从而使得粉质沉积物黏聚力明显增加。同时,一部分水合物颗粒聚集在土颗粒表

面,增大了土颗粒的表面粗糙度,且土-水合物团聚体的存在强化了颗粒之间的摩擦力,一定程度上提升了沉积物的内摩擦分量。当水合物饱和度进一步增加时,胶结结构和土-水合物团聚体的数量也会增加,导致粉质沉积物黏聚力持续显著增长,而内摩擦角也呈现一定增长趋势。以上结果表明,在饱和粉质沉积物强度提升过程中黏聚力的增长起到了主导作用。

由上述结果进一步可以看出,当天然气水合物发生分解时(即水合物饱和度逐渐降低),沉积物孔隙内的水合物胶结结构逐渐消失,水合物胶结作用开始弱化并导致沉积物黏聚力发生下降,进而导致沉积物强度发生衰减,水合物储层承载力也大幅下降,在上覆土层应力作用下储层发生持续变形,最终引发海底滑坡和开采井筒破坏等工程地质灾害,即沉积物黏聚力降低可能是南海天然气水合物开采诱发粉质储层变形的重要原因之一。

2.3 变形特性

为了分析水饱和状态下水合物对粉质沉积物变形特性的影响,笔者提取了 3 种有效围压下含不同饱和度水合物粉质沉积物的体应变值(图 9)。从图 9 可以发现,沉积物体应变随着水合物饱和度增大而持续变小,低有效围压下这一影响更为明显。一般来说,当试样被剪切至 15% 轴向应变时,其体应变大小主要由侧向变形(鼓起)所决定,侧向应变的相对增大会减小沉积物体应变,而当其增大至超过轴向应变时,则会发生剪胀现象^[58]。在笔者研究中,当水合物在沉积物中形成后,水合物胶结结构会阻止剪切过程中试样内部颗粒的滑移、错动,减小试样孔隙的压缩,从而导致更小的变形。

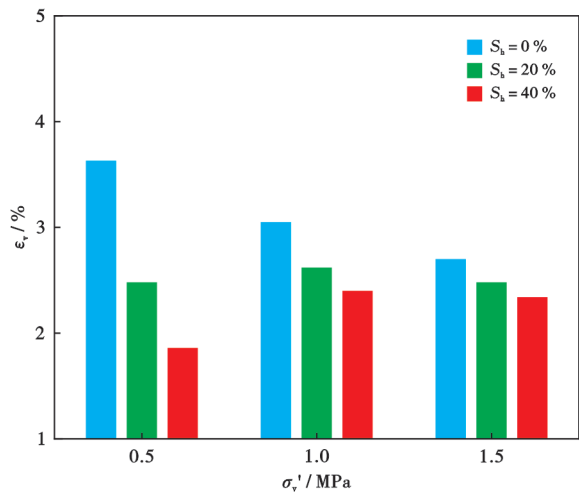


图9 不同有效围压下含不同饱和度水合物粉质沉积物体应变
Fig. 9 Volumetric strains of hydrate-bearing silty sediments with different hydrate saturation under various effective confining pressure conditions

从表1中也可以看出,固结阶段水合物胶结作用会增强沉积物抗变形能力,即固结后试样孔隙度随着水合物饱和度的增大明显增大。同时,土-水合物颗粒形成的团聚体在剪切过程中会以整体旋转、爬坡的形式抵抗剪切,这些大颗粒的错动增大了侧向变形,这种力学响应在含高饱和度水合物沉积物中更为明显^[62]。因此,不同有效围压下粉质沉积物体应变均随着水合物饱和度的增大而减小,例如在0.5 MPa有效围压下含40%饱和度水合物沉积物体应变相对于含20%饱和度水合物沉积物减小了约25%。同时,还可

以发现,有效围压对含水合物粉质沉积物体应变影响较大:有效围压的增大促进了纯沉积物体应变的持续减小,以及含水合物沉积物体应变的先增后减,同时使得含不同饱和度水合物沉积物之间的体应变差值逐渐缩小。对纯沉积物来说,试样内土颗粒随着有效围压的增大而逐渐被压密,可压缩孔隙空间的减小以及土颗粒间咬合作用的增强促使土颗粒在剪切过程中不断旋转、滑移,试样侧边鼓起,体应变随之减小。如1.5 MPa有效围压下纯沉积物体应变相对于0.5 MPa时降低了约26%。

含水合物沉积物体应变的影响因素则较为复杂,有效围压的增大会减小土、水合物颗粒自身及其相互间的孔隙距离,逐步提高试样的初始固结程度,在凸显水合物胶结强化作用的同时,还会导致剪切过程中沉积物骨架承受更大的有效应力。当有效围压较低时,试样的初始固结程度较弱,此时水合物胶结作用非常明显,因此含不同饱和度水合物沉积物体应变差值较大;当有效围压增大时,试样的初始固结程度增强,试样内部孔隙逐渐闭合,水合物胶结作用增强的同时,颗粒间紧密挤压会反馈至有效应力增大,此时有效应力相较于胶结作用更为显著,因此含不同饱和度水合物沉积物体应变增加而其之间的差值则减小。当有效围压进一步提升时,固结过程使得试样孔隙空间得到充分压缩,此时水合物胶结作用和有效应力均增大,而胶结作用相较于有效应力增加相对明显,含水合物沉积物体应变开始下降,同时含不同饱和度水合物沉积物体应变差值进一步缩小(图10)。

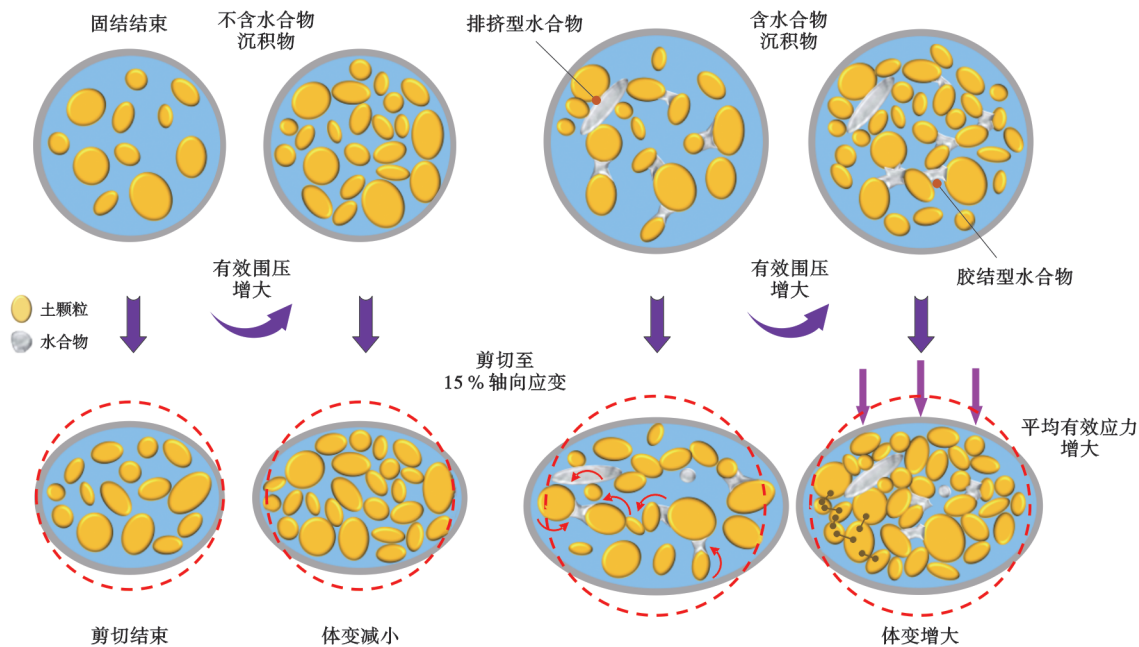


图10 水饱和状态下水合物对粉质沉积物剪切变形特性影响示意

Fig. 10 Schematic diagram of the effect of hydrate on shear deformation behaviors of water-saturated silty sediments

有效应力比—剪胀比关系曲线可以很好地描述试样在剪切全过程的剪缩速率变化(图 11)。从图 11 可以发现,剪切过程中所有试样的剪缩速率均表现为先增大、后减小的特征,最后逐渐呈现线性回弹的趋势,其中纯沉积物的剪胀比峰值随着有效围压的增大而增大。这可能是由于高有效应力会促使更多土颗粒孔隙空间发生闭合,引起剪缩速度加快导致的。此外,当有效围压由 0.5 MPa 增长到 1.0 MPa 时,含水合物沉积物的剪胀比峰值略微增大;当有效围压进一步增大到 1.5 MPa 时,剪胀比峰值发生了急剧减小,含 20% 和 40% 饱和度水合物沉积物分别减小了 67% 和 36%。这一规律与图 9 反映的规律相似,即随着有效围压的提升,水合物胶结作用和有效应力轮流对试样的剪缩

性发生主要影响。另外,随着有效围压的升高,水合物对粉质沉积物抗变形能力具有明显的增强效应。

图 12 显示了含不同饱和度水合物粉质沉积物的剪切路径和相对应的临界状态线。由于高饱和度试样中水合物会占据更多的孔隙空间,以及在固结过程中水合物胶结作用对孔隙压缩的抵抗效果,不同有效围压下沉积物初始比体积均随水合物饱和度的增大而明显增大,含水合物粉质沉积物的临界状态线逐渐偏离纯沉积物的临界状态线。同时,在剪切过程中,孔隙被不断压缩,沉积物比体积随着平均有效应力的增大而降低,其中含水合物试样相对于纯沉积物路径更为平缓,水合物的存在增强了沉积物的抗变形能力,减缓了孔隙的变形及孔隙水的排出。

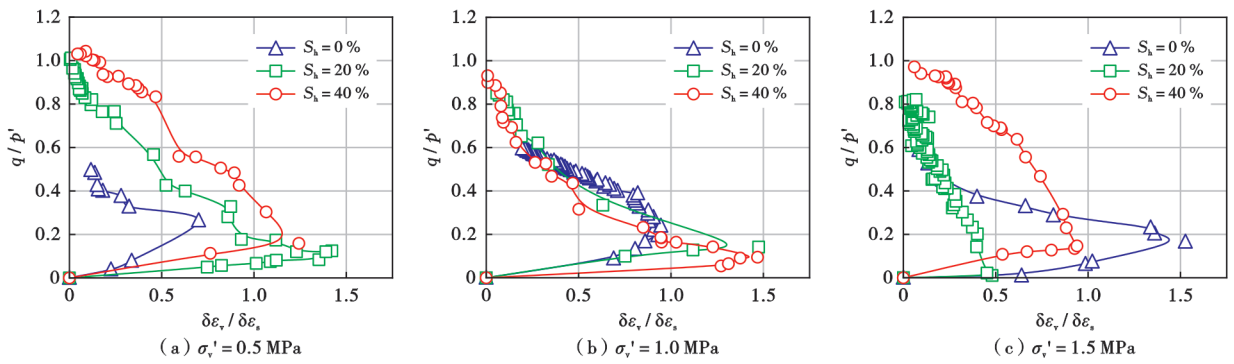


图 11 含不同饱和度水合物粉质沉积物剪胀比—有效应力比曲线

Fig. 11 Dilatancy ratio vs effective stress ratio curves of hydrate-bearing silty sediments with different hydrate saturation

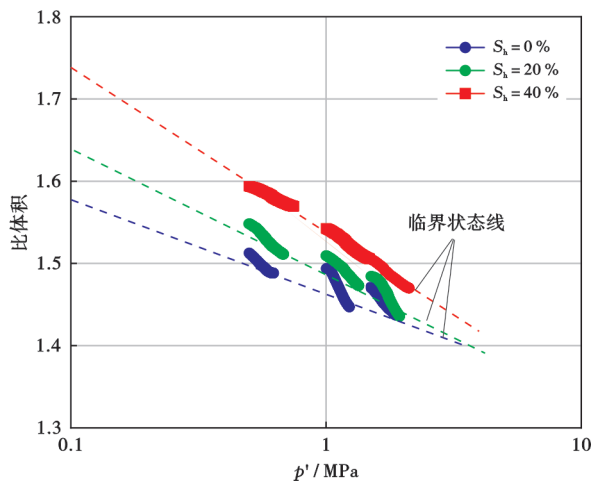


图 12 含不同饱和度水合物粉质沉积物剪切路径

Fig. 12 Shear paths of hydrate-bearing silty sediments with different hydrate saturation

由上述结果进一步可以得出,天然气水合物会影响沉积物的初始固结程度和抗剪切变形能力,当天然气水合物发生分解时(即水合物饱和度逐渐降低),水合物胶结作用弱化并导致沉积物在地层应力作用下再次发生固结(二次固结),同时沉积物抗剪切变形能力

的下降也会导致储层在地层应力作用下发生剪切变形,这对海底滑坡和开采井筒破坏等工程地质灾害也起到一定的诱发作用,即二次固结和剪切变形可能是南海天然气水合物开采诱发粉质储层变形的重要原因之一。

3 结 论

(1) 水饱和状态下含不同饱和度水合物粉质沉积物均表现出较为明显的应变硬化趋势和剪缩现象,水合物的存在不仅会增强沉积物的抗变形能力,而且会影响不同剪切阶段中粉质沉积物的体应变增长趋势。

(2) 不同有效围压下粉质沉积物破坏强度随水合物饱和度增加均呈现近似线性增长趋势。当有效围压从 0.5 MPa 增长到 1.5 MPa 时,0、20% 和 40% 3 种饱和度水合物沉积物强度分别增长了 0.79 MPa、0.78 MPa 和 1.10 MPa,而水饱和状态下含相同饱和度水合物沉积物的强度明显低于气饱和状态下的强度。

(3) 粉质沉积物的黏聚力、内摩擦角随水合物饱和度增大均有所增加,40% 饱和度的天然气水合物使粉质沉积物黏聚力增长了约 4 倍,内摩擦角则增长了

约 5.2° ,在沉积物强度提升过程中黏聚力增长起到主导作用。

(4) 粉质沉积物体应变随着水合物饱和度增大持续变小,低有效围压下这一影响更为明显。 0.5 MPa 有效围压下达 40% 饱和度水合物沉积物体应变相对于含 20% 饱和度水合物沉积物减小了约 25% ;随着有效围压增大,纯沉积物体应变持续减小,而含水合物沉积物体应变则先增后减,同时含不同饱和度水合物沉积物体应变的差值逐渐缩小。

(5) 水合物胶结作用会降低沉积物的初始固结程度和强化其抗变形能力,而水饱和状态下沉积物变形特性主要受到初始固结程度、水合物胶结作用和有效应力因素综合影响。

(6) 水饱和状态下天然气水合物分解(即水合物饱和度降低)导致的沉积物黏聚力降低、二次固结和剪切变形可能是南海天然气水合物开采诱发粉质储层变形的重要原因。

符号注释: C_f —累计频率; S_p —颗粒粒径, μm ; d_{50} —中值粒径, μm ; S_h —水合物饱和度; S_{reg} —残余水饱和度; V_h —沉积物中水合物体积, mm^3 ; V_p —沉积物孔隙体积, mm^3 ; p_g —水合物生成时的孔隙压力; V_g —水合物生成时消耗的天然气气体体积量, mm^3 ; R —摩尔气体常量, $8.31\text{ J}/(\text{mol}\cdot\text{K})$; Z_g —天然气气体体积压缩因子; T_g —水合物生成时温度; M_h —水合物摩尔质量; ρ_h —天然气水合物密度; n_i —初始试样孔隙率; n_c —固结后试样孔隙率; m_w —试样制备时消耗水的质量, g ; m_s —试样制备时消耗干土的质量, g ; σ'_v —有效围压, MPa ; p_p —孔隙压力, MPa ; T —温度, K ; q —偏应力, MPa ; ϵ_v —体应变; ϵ_a —轴向应变; S_f —破坏强度, MPa ; σ —法向应力, MPa ; τ —剪切强度, MPa ; φ —内摩擦角, $(^\circ)$; c —黏聚力, MPa ; p' —平均有效应力, MPa ; ϵ_s —剪应变, $\epsilon_s = \epsilon_a - \epsilon_v/3$ 。

参 考 文 献

- [1] MILKOV A V. Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments: how much is really out there? [J]. *Earth-Science Reviews*, 2004, 66(3/4): 183-197.
- [2] 雷裕红, 宋颖睿, 张立宽, 等. 海洋天然气水合物成藏系统研究进展及发展方向[J]. *石油学报*, 2021, 42(6): 801-820.
LEI Yuhong, SONG Yingrui, ZHANG Likuan, et al. Research progress and development direction of reservoir-forming system of marine gas hydrates[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(6): 801-820.
- [3] 赵二猛, 侯健, 刘永革, 等. 海水对流增强天然气水合物藏低频电场加热效率模拟[J]. *石油学报*, 2023, 44(4): 672-683.
ZHAO Ermeng, HOU Jian, LIU Yongge, et al. Simulation of im-
- proving low-frequency electric field heating efficiency in gas hydrate reservoirs through seawater convection[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(4): 672-683.
- [4] CHONG Zhengrong, YANG S H B, BABU P, et al. Review of natural gas hydrates as an energy resource: prospects and challenges[J]. *Applied Energy*, 2016, 162: 1633-1652.
- [5] LI Xiaosen, XU Chungang, ZHANG Yu, et al. Investigation into gas production from natural gas hydrate: a review[J]. *Applied Energy*, 2016, 172: 286-322.
- [6] SLOAN JR E D, KOH C A. Clathrate hydrates of natural gases [M]. 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2007.
- [7] 于兴河, 王建忠, 梁金强, 等. 南海北部陆坡天然气水合物沉积藏特征[J]. *石油学报*, 2014, 35(2): 253-264.
YU Xinghe, WANG Jianzhong, LIANG Jinqiang, et al. Depositional accumulation characteristics of gas hydrate in the northern continental slope of South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(2): 253-264.
- [8] 何家雄, 宁子杰, 赵斌, 等. 南海天然气水合物资源勘查战略接替区初步分析与预测[J]. *地球科学*, 2022, 47(5): 1549-1568.
HE Jiexiong, NING Zijie, ZHAO Bin, et al. Preliminary analysis and prediction of strategic replacement area for gas hydrate exploration in South China Sea[J]. *Earth Science*, 2022, 47(5): 1549-1568.
- [9] 魏纳, 周守为, 崔振军, 等. 南海北部天然气水合物物性参数评价与分类体系构建[J]. *天然气工业*, 2020, 40(8): 59-67.
WEI Na, ZHOU Shouwei, CUI Zhenjun, et al. Evaluation of physical parameters and construction of a parameter classification system for natural gas hydrate in the northern South China Sea[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(8): 59-67.
- [10] 魏纳, 裴俊, 蔡萌, 等. 天然气水合物自生热解堵剂热量平衡模拟计算[J]. *石油学报*, 2023, 44(4): 657-671.
WEI Na, PEI Jun, CAI Meng, et al. Simulated calculation of heat balance of natural gas hydrate autogenous thermal unplugging agent[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(4): 657-671.
- [11] 庞雄奇, 贾承造, 郭秋麟, 等. 全油气系统理论用于常规和非常规油气资源评价的盆地模拟技术原理及应用[J]. *石油学报*, 2023, 44(9): 1417-1433.
PANG Xiongqi, JIA Chengzao, GUO Qiulin, et al. Principle and application of basin modeling technology for evaluation of conventional and unconventional oil-gas resource based on whole petroleum system theory[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(9): 1417-1433.
- [12] 贾承造. 中国石油工业上游前景与未来理论技术五大挑战[J]. *石油学报*, 2024, 45(1): 1-14.
- JIA Chengzao. Prospects and five future theoretical and technical challenges of the upstream petroleum industry in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(1): 1-14.
- [13] 刘永革, 李果, 贾伟, 等. 储层改造对 I 类天然气水合物藏降压开发效果的影响规律[J]. *石油学报*, 2024, 45(2): 412-426.
LIU Yongge, LI Guo, JIA Wei, et al. Influence law of reservoir stimulation on depressurization exploitation of class I natural gas hydrate reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(2): 412-426.
- [14] LIU Haotian, ZHAN Linsen, LU Hailong, et al. Mechanisms for

- upward migration of methane in marine sediments[J]. *Frontiers in Marine Science*, 2022, 9: 1031096.
- [15] YOU K., FLEMINGS P B., MALINVERNO A., et al. Mechanisms of methane hydrate formation in geological systems[J]. *Reviews of Geophysics*, 2019, 57(4): 1146-1196.
- [16] WEI Jianguo, YANG Lin, LIANG Qianrong, et al. Geomechanical properties of gas hydrate-bearing sediments in Shenhu area of the South China Sea[J]. *Energy Reports*, 2021, 7: 8013-8020.
- [17] 魏厚振, 韦昌富, 颜荣涛, 等. 海底扩散体系含天然气水合物沉积物制样方法与装置[J]. *岩土力学*, 2011, 32(10): 2972-2976.
- WEI Houzhen, WEI Changfu, YAN Rongtao, et al. A method and apparatus for formation sample of gas hydrates bearing sediments in marine diffusion system[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2011, 32(10): 2972-2976.
- [18] KOU Xuan, LI Xiaosen, WANG Yi, et al. Effects of gas occurrence pattern on distribution and morphology characteristics of gas hydrates in porous media[J]. *Energy*, 2021, 226: 120401.
- [19] LUO Tingting, ZOU Di, ZHAO Xiaodong, et al. Strength behaviours of methane hydrate-bearing marine sediments in the South China Sea[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, 100: 104476.
- [20] WANG Hui, CHEN Yuqi, ZHOU Bo, et al. Investigation of the effect of cementing ratio on the mechanical properties and strain location of hydrate-bearing sediments by using DEM[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 94: 104123.
- [21] LIU Weiguo, WU Zhaoran, LI Jiajie, et al. The seepage characteristics of methane hydrate-bearing clayey sediments under various pressure gradients[J]. *Energy*, 2020, 191: 116507.
- [22] BROWN H E., HOLBROOK W S., HORNBACK M J., et al. Slide structure and role of gas hydrate at the northern boundary of the Storegga Slide, offshore Norway[J]. *Marine Geology*, 2006, 229(3/4): 179-186.
- [23] SUN Xiang, LUO Tingting, WANG Lei, et al. Numerical simulation of gas recovery from a low-permeability hydrate reservoir by depressurization[J]. *Applied Energy*, 2019, 250: 7-18.
- [24] 刘争, 孙宝江, 王志远, 等. 海域天然气水合物降压开采压力控制及气液流动特性[J]. *石油学报*, 2022, 43(8): 1173-1184.
- LIU Zheng, SUN Baojiang, WANG Zhiyuan, et al. Pressure control and gas-liquid flow characteristics of offshore natural gas hydrate extraction by depressurization[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(8): 1173-1184.
- [25] 高永海, 尹法领, 张党生, 等. 水合物储层水平钻井井筒-储层耦合模型与井壁稳定性分析[J]. *石油学报*, 2023, 44(7): 1151-1166.
- GAO Yonghai, YIN Faleng, ZHANG Dangsheng, et al. Wellbore-reservoir coupling model and borehole stability analysis of horizontal well drilling in hydrate reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(7): 1151-1166.
- [26] HYODO M., NAKATA Y., YOSHIMOTO N., et al. Bonding strength by methane hydrate formed among sand particles[J]. *AIP Conference Proceedings*, 2009, 1145(1): 79-82.
- [27] HYODO M., LI Yanghui, YONEDA J., et al. Mechanical behavior of gas-saturated methane hydrate-bearing sediments[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2013, 118(10): 5185-5194.
- [28] LEI Liang, SEOL Y., CHOI J H., et al. Pore habit of methane hydrate and its evolution in sediment matrix - Laboratory visualization with phase-contrast micro-CT[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 104: 451-467.
- [29] YANG Dehuan, YAN Rongtao, YAN Mengqiu, et al. Geomechanical properties of artificial methane hydrate-bearing fine-grained sediments[J]. *Gas Science and Engineering*, 2023, 109: 104852.
- [30] LIU Jiaqi, ZHAO Yapeng, SANG Songkui, et al. Triaxial tests of hydrate-bearing clayey-silty sediments under different hydrate saturations and effective confining pressures[J]. *Energy & Fuels*, 2022, 36(23): 14042-14054.
- [31] DONG Lin, LIAO Hualin, LI Yanlong, et al. Analysis of the mechanical properties of the reconstituted hydrate-bearing clayey-silt samples from the South China Sea[J]. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2022, 10(6): 831.
- [32] YAN Rongtao, YU Hongfei, YANG Dehuan, et al. Shear strength and pore pressure characteristics of methane hydrate-bearing soil under undrained condition[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, 48(33): 12240-12256.
- [33] LIU Zhichao, GONG Guocai, YU Yanjiang, et al. Natural core-based laboratory analysis and comparisons of the mechanical and hydraulic characteristics of the soil skeleton of hydrate reservoirs in the South China Sea[J]. *Ocean Engineering*, 2023, 278: 114342.
- [34] LI Yanlong, DONG Lin, WU Nengyou, et al. Influences of hydrate layered distribution patterns on triaxial shearing characteristics of hydrate-bearing sediments[J]. *Engineering Geology*, 2021, 294: 106375.
- [35] ZHAO Yapeng, KONG Liang, XU Rui, et al. Mechanical properties of remolded hydrate-bearing clayey-silty sediments[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, 100: 104473.
- [36] ZHAO Yapeng, KONG Liang, XU Rui, et al. Strength behaviors of hydrate-bearing clayey-silty sediments with multiple factors[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 219: 111035.
- [37] ZHAO Yapeng, LIU Jiaqi, HUA Likun, et al. Mechanical characteristics of overconsolidated hydrate-bearing clayey-silty sediments with various confining pressures[J]. *Acta Geotechnica*, 2023, 18(7): 3505-3527.
- [38] LIU Weiguo, CHEN Pengyu, WU Peng, et al. Mechanical characteristics of underconsolidated methane hydrate-bearing clayed-silty sediments[J]. *Energy & Fuels*, 2023, 37(9): 6503-6514.
- [39] MASUI A., HANEDA H., OGATA Y., et al. Effects of methane hydrate formation on shear strength of synthetic methane hydrate sediments[C]// *The Fifteenth International Offshore and Polar Engineering Conference*. Seoul, Korea; ISOPE, 2005; ISOPE-I-05-056.
- [40] MASUI A., HANEDA H., OGATA Y., et al. Mechanical properties of sandy sediment containing marine gas hydrates in deep sea offshore Japan[C]// *Proceedings of the Seventh ISOPE Ocean Mining Symposium*. Lisbon, Portugal; ISOPE, 2007; 53-56.
- [41] KUANG Yangmin, YANG Lei, LI Qingping, et al. Physical characteristic analysis of unconsolidated sediments containing gas hydrate recovered from the Shenhu area of the South China Sea[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 181:

- 106173.
- [42] ZHANG Xuhui, LUO D S, LU X B, et al. Mechanical properties of gas hydrate-bearing sediments during hydrate dissociation[J]. *Acta Mechanica Sinica*, 2018, 34(2): 266-274.
- [43] LIU Zhichao, DAI Sheng, NING Fulong, et al. Strength estimation for hydrate-bearing sediments from direct shear tests of hydrate-bearing sand and silt[J]. *Geophysical Research Letters*, 2018, 45(2): 715-723.
- [44] 王静丽, 梁金强, 宗欣, 等. 南海北部神狐海域天然气水合物差异性分布的控制因素[J]. *海洋地质前沿*, 2015, 31(1): 24-30.
WANG Jingli, LIANG Jinqiang, ZONG Xin, et al. Differentiated distribution of methane hydrate in the Shenhu area of the northern South China Sea and controlling factors[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2015, 31(1): 24-30.
- [45] 杨承志, 罗坤文, 梁金强, 等. 南海北部神狐海域浅层深水沉积体对天然气水合物成藏的控制[J]. *天然气工业*, 2020, 40(8): 68-76.
YANG Chengzhi, LUO Kunwen, LIANG Jinqiang, et al. Control effect of shallow-burial deepwater deposits on natural gas hydrate accumulation in the Shenhu sea area of the northern South China Sea[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(8): 68-76.
- [46] WANG Xiujuan, COLLETT T S, LEE M W, et al. Geological controls on the occurrence of gas hydrate from core, downhole log, and seismic data in the Shenhu area, South China Sea[J]. *Marine Geology*, 2014, 357: 272-292.
- [47] WHITE M D, KNEAFSEY T J, SEOL Y, et al. An international code comparison study on coupled thermal, hydrologic and geomechanical processes of natural gas hydrate-bearing sediments [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 120: 104566.
- [48] WU Peng, LI Yanghui, SUN Xiang, et al. Mechanical characteristics of hydrate-bearing sediment: a review[J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(2): 1041-1057.
- [49] 赵小龙, 王增林, 赵益忠, 等. 天然气水合物水平井降压开采多相渗流—传热—力学耦合数值模拟: 方法和南海场地应用[J]. *天然气工业*, 2022, 42(3): 138-149.
ZHAO Xiaolong, WANG Zenglin, ZHAO Yizhong, et al. Coupled thermal-hydrodynamic-mechanical numerical simulation of natural gas hydrate horizontal well depressurization production: method and application in South China Sea[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(3): 138-149.
- [50] SHEN Shi, SUN Xiang, WANG Lei, et al. Effect of temperature on the mechanical properties of hydrate-bearing sand under different confining pressures[J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(5): 4106-4117.
- [51] SHEN Shi, LI Yanghui, SUN Xiang, et al. Mechanical properties of methane hydrate-bearing sandy sediments under various temperatures and pore pressures[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 208: 109474.
- [52] YAN Rongtao, YAN Mengqiu, YU Haihao, et al. Influence of temperature and pore pressure on geomechanical behavior of methane hydrate-bearing sand[J]. *International Journal of Geomechanics*, 2022, 22(11): 04022201.
- [53] KAJIYAMA S, WU Yang, HYODO M, et al. Experimental investigation on the mechanical properties of methane hydrate-bearing sand formed with rounded particles[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 45: 96-107.
- [54] STERN L A, CIRCONO S, KIRBY S H, et al. Anomalous preservation of pure methane hydrate at 1 atm[J]. *The Journal of Physical Chemistry B*, 2001, 105(9): 1756-1762.
- [55] XIE Yan, ZHENG Tao, ZHONG Jinrong, et al. Experimental research on self-preservation effect of methane hydrate in porous sediments[J]. *Applied Energy*, 2020, 268: 115008.
- [56] 中华人民共和国水利部. 土工试验方法标准: GB/T 50123—2019[S]. 北京: 中国计划出版社, 2019.
Ministry of Water Resources of the People's Republic of China. Standard for geotechnical testing method: GB/T 50123-2019[S]. Beijing: China Planning Press, 2019.
- [57] HYODO M, LI Yanghui, YONEDA J, et al. A comparative analysis of the mechanical behavior of carbon dioxide and methane hydrate-bearing sediments[J]. *American Mineralogist*, 2014, 99(1): 178-183.
- [58] SHEN Shi, LI Yanghui, SUN Xiang, et al. Analysis of the mechanical properties of methane hydrate-bearing sands with various pore pressures and confining pressures[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 87: 103786.
- [59] 骆汀汀, 张宸毅, 张雨, 等. 胶结型水合物对黏土质沉积物力学特性影响规律[J]. *天然气工业*, 2023, 43(5): 115-128.
LUO Tingting, ZHANG Chenyi, ZHANG Yu, et al. Influence laws of cemented hydrate on the mechanical behaviors of clayey sediments[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(5): 115-128.
- [60] 魏定邦, 杨强, 夏建新. 深海沉积物抗剪强度影响因素及其变化规律[J]. *海洋地质前沿*, 2021, 37(8): 28-33.
WEI Dingbang, YANG Qiang, XIA Jianxin. Factors influencing shear strength of deep sea sediment and its variation law[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2021, 37(8): 28-33.
- [61] SHAO Jianfu, JIA Yun, KONDO D, et al. A coupled elastoplastic damage model for semi-brittle materials and extension to unsaturated conditions[J]. *Mechanics of Materials*, 2006, 38(3): 218-232.
- [62] ZHOU Jiazu, YANG Zhoujie, WEI Changfu, et al. Mechanical behavior of hydrate-bearing sands with fine particles under isotropic and triaxial compression[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 92: 103991.

(收稿日期 2023-08-14 改回日期 2024-04-02 编辑 王培玺)