

文章编号: 1001-1986(2020)04-0126-06

渝东北地区龙马溪组页岩吸水特性及其力学性质的影响

刘洪^{1,2,4}, 徐烽淋³, 陈乔⁴, 朱洪林⁴, 苏德桂^{1,2}, 冯柯来⁵

(1. 页岩气勘探开发国家地方联合工程研究中心, 重庆 401120; 2. 自然资源部页岩气资源勘查重点实验室, 重庆 401120; 3. 重庆市涪陵页岩气环保研发与技术服务中心, 重庆 408000; 4. 中国科学院重庆绿色智能技术研究院, 重庆 400714; 5. 中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司蜀南气矿, 四川 泸州 646000)

摘要: 页岩中含有一定量的黏土矿物, 在与水基压裂液接触后会表现出与泥岩相同的膨胀特性和强度弱化效应, 进而引起套管外载增加, 在页岩储层压裂过程中套管出现不同程度的变形问题。以渝东北地区龙马溪组页岩为研究对象, 开展不同溶液体系下页岩的自吸、膨胀特性物理实验, 分析页岩水化对其岩石力学特性的影响。结果表明: 页岩吸水量与时间呈对数递增关系, 在不同溶液体系中, 吸水量大小表现为蒸馏水>地层水>滑溜水, 含有减阻剂浓度小的滑溜水体系更利于减弱页岩的吸水能力; 页岩膨胀率与时间呈逐渐增长趋势, 黏土矿物含量、围压和溶液体系对页岩膨胀率影响明显, 相对于黏土含量, 围压对膨胀率影响更加明显, 页岩在溶液体系中的膨胀性能表现为蒸馏水>地层水>滑溜水; 页岩的抗压强度和弹性模量都随着水化时间的增加整体呈线性递减规律。研究结果对完井过程套管强度设计具有一定的指导意义。



移动阅读

关键词: 龙马溪组; 页岩气; 页岩水化; 溶液体系; 自吸; 膨胀; 岩石力学; 渝东北地区
中图分类号: PU45 **文献标志码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1001-1986.2020.04.018

Water absorption characteristics and their influence on the mechanical properties of Longmaxi Formation shale in northeastern Chongqing

LIU Hong^{1,2,4}, XU Fenglin³, CHEN Qiao⁴, ZHU Honglin⁴, SU Degui^{1,2}, FENG Kelai⁵

(1. National and Local Joint Engineering Research Center for Shale Gas Exploration and Development, Chongqing 401120, China; 2. Key Laboratory of Shale Gas Resources Exploration of Natural Resources Department, Chongqing 401120, China; 3. Chongqing Fuling Shale Gas Environmental R&D and Technical Service Center, Chongqing 408000, China; 4. Chongqing Institute of Green and Intelligent Technology, Chinese Academy of Sciences, Chongqing 400714, China; 5. Shunan Gas Mine Field, Southwest Oil and Gas Field Company, PetroChina, Luzhou 646000, China)

Abstract: A certain amount of casing deformation occurs during the shale reservoir fracturing. There is a certain amount of clay minerals in shale, and after contacting with water-based fracturing fluid, it will show the same expansion characteristics and strength weakening effect as mudstone, which will increase the casing external load. Aiming at the Longmaxi Formation shale in the northeast of Chongqing, the self-absorption and swelling characteristics of shale under different solution systems are studied by physical experiments to analyze the effect of shale hydration on its rock mechanical properties. The results show that the water absorption of shale has a logarithmic increasing relationship with time. In terms of water absorption of different solution systems, it is expressed as distilled wa-

收稿日期: 2020-01-17; 修回日期: 2020-03-05

基金项目: 重庆市国土资源和房屋管理局科技计划项目(CQGT-KJ-2014037); 重庆市自然科学基金项目(cstc2018jcyjAX0043, cstc2019jcyj-msxm0749)

Foundation item: Science and Technology Plan Project of Chongqing Municipal Land and Resources Administration(CQGT-KJ-2014037); Natural Science Foundation of Chongqing(cstc2018jcyjAX0043, cstc2019jcyj-msxm0749)

第一作者简介: 刘洪, 1981年生, 男, 重庆铜梁人, 博士, 高级工程师, 从事石油工程岩石力学及井壁稳定性研究。E-mail: liuhong_swpi@163.com

通信作者: 陈乔, 1983年生, 男, 四川遂宁人, 博士, 副研究员, 从事岩土力学相关研究。E-mail: chenqiao@cigt.ac.cn

引用格式: 刘洪, 徐烽淋, 陈乔, 等. 渝东北地区龙马溪组页岩吸水特性及其力学性质的影响[J]. 煤田地质与勘探, 2020, 48(4): 126-131.
LIU Hong, XU Fenglin, CHEN Qiao, et al. Water absorption characteristics and their influence on the mechanical properties of Longmaxi Formation shale in northeastern Chongqing[J]. Coal Geology & Exploration, 2020, 48(4): 126-131.

ter>formation water>slippery water. The slippery water system containing a small concentration of drag reducing agent is more conducive to weakening the water absorption capacity of shale. The expansion rate and time of shale gradually increase. The clay mineral content, confining pressure, and solution system have a significant effect on the shale expansion rate. Compared to the clay content, the confining pressure has a more significant effect on the expansion rate. The expansion of shale in the solution system performance is shown as ion water>formation water>slippery water. Both the compressive strength and elastic modulus of shale decrease linearly with the increase of hydration time. The research results will have certain guiding significance for casing strength design during completion.

Keywords: Longmaxi Formation; shale gas; shale hydration; solution system; self suction; expansion; rock mechanics; northeastern Chongqing

页岩含有黏土矿物, 与水基钻井液或水基压裂液接触后会发生水化作用致其膨胀和强度弱化^[1]。龙马溪组页岩储层压裂施工过程中, 发生因页岩水化致其强度降低进而引起套管外载增加的问题, 尤其在复杂地应力地区, 即使较小程度的页岩强度降低也会带来套管外载的显著增大, 因此, 开展该区域页岩吸水特性及其力学性质的影响具有重要意义。E. van Oort^[2]论述了钻井液和页岩之间的物理化学作用, 对页岩地层的有效应力进行了重新定义。页岩水化影响岩石应力分布, 井壁处水化膨胀造成应力值很高^[3]。CT技术可用于揭示页岩水化过程中岩石的破坏及其对裂缝的拓展规律^[4], 利用CT扫描技术研究页岩细观损伤特性, 定量评价浸泡时间与页岩损伤变量的关系^[5]。饱水时间是页岩吸水率与微观结构变化的重要影响因素, 随着饱水时间增加, 页岩吸水率呈对数增长, 抗压强度等力学参数呈负对数降低^[6]; 郭富利等^[7]通过不同饱水状态条件下页岩的三轴试验, 探讨了围压与饱水状态对岩石强度的影响规律; 滕宏伟^[8]通过页岩弹性模量和抗压强度随饱水时间的变化规律, 给出了相应的软化方程。此外, 王光兵等^[9]开展了钻井液作用前后超声波时差与衰减系数的变化规律; 梁利喜等^[10-11]利用线弹性理论和单一弱面准则, 建立了考虑弱面结构、水化和渗流作用的渗流-力耦合井壁稳定模型; 并开展室内实验研究页岩润湿性和水化作用, 基于断裂力学理论, 考虑水化作用和润湿性, 建立页岩裂缝扩展模型, 分析水化作用和润湿性对页岩裂缝扩展的影响; 吴小林等^[12]通过测量页岩在一种泥浆中浸泡不同时间前后的声波变化情况, 阐明页岩声波变化的微观机理; 刘向君等^[13]从力学和物理化学动态过程出发, 总结了水化对泥页岩地层安全钻井的影响; 卢运虎等^[14]也针对页岩水化条件下的力学特性变化规律开展了大量的实验研究; 陈刘瑜等^[15]研究了水化、酸化作用下页岩孔裂隙沿层理面起裂、扩展延伸特征, 分析其对页岩岩石力学特性的影响; 姜义黎等^[16]利用数值模拟方法研究流固耦合作用下页岩的破裂过程和声发射特征; 田明锦等^[17]通过抑

制膨润土造浆试验、抑制页岩膨胀试验和抑制页岩分散试验, 分析了炭-泥质页岩水化膨胀和分散的效果。上述研究主要开展单一溶液体系对岩石宏观、细观力学效应的影响。基于前人的研究认识, 笔者采用物理实验方法, 分析不同溶液体系条件下页岩结构和力学特性, 研究水化过程中页岩的吸水、膨胀特性及力学性质变化规律, 为正确认识页岩水化过程中宏观结构和力学性能变化及制定井壁稳定技术对策提供指导。

1 岩样采集及制备

选取渝东北地区龙马溪组页岩为研究对象, 考虑到井下岩心的有限性, 在城口庙坝采集了大量的龙马溪组露头岩心(表1)。取样地点: 城口县庙坝镇石桥村一组; 坐标: 东经108°30'28", 北纬31°56'27"。

表1 渝东北地区城口庙坝露头岩样信息
Table 1 Information of outcrop samples of Chengkoumiaoba in northeast Chongqing

采样层位(岩性特征)	岩心编号	黏土矿物质量分数 $\omega/\%$
龙马溪组下部 (黑色炭质页岩, 笔石发育且个体较长)	mb-1-7	18.9
	mb-1-8	22.0
	mb-1-9	22.2
	mb-1-13	19.5
	mb-1-14	19.1
	mb-1-15	20.3
	mb-1-16	21.5
	mb-1-17	22.2
	mb-1-18	21.3
平均	20.8	
龙马溪组上部 (硅质炭质页岩、含粉砂质炭质页岩, 表面风化)	mb-2-1	25.3
	mb-2-2	27.7
	mb-2-3	29.7
	mb-2-7	25.3
	mb-2-8	25.1
	mb-2-9	26.1
	mb-2-10	28.1
	mb-2-11	27.3
mb-2-12	27.2	
平均	26.9	

在选取的大岩样上进行小岩心钻取,采用干空气抽吸方法钻取柱状岩心,所钻取岩心直径均在 25 mm 左右,高度介于 49.83~51.12 mm。龙马溪组上部 and 下部各制备 30 块岩心。

从表 1 可知,龙马溪组下部样品黏土矿物质量分数为 18.9%~22.2%,上部试样黏土矿物质量分数为 25.1%~29.7%,上部黏土矿物含量普遍高于下部。

2 实验材料与方法

2.1 页岩自吸实验

2.1.1 岩心选取

选取标准为黏土矿物质量分数差异小于 5%~8% 的两组页岩。作为实验样品,再通过孔隙率、渗透率和超声波测试等手段,分别选取基础性很相近的岩心作为对比实验,包括 mb-1-7—mb-1-9 和 mb-2-1—mb-2-3。

2.1.2 实验用液

实验选用 3 种液体进行对比:蒸馏水、5%KCl 溶液(模拟地层水)、滑溜水压裂液。

2.1.3 实验步骤

首先,将经过 80℃ 下烘干的页岩样开展孔隙率、渗透性参数和岩样损害前的扩散系数测试;

而后,在储层温度条件下,将烘干的柱状岩样进行溶液浸泡自吸实验,监测自吸量随时间的变化,记录最终自吸量。并将数据传输到电脑中(图 1),选用 2 个相同的电子天平同时计量岩心自吸过程,缩短实验时间,提高实验效率。

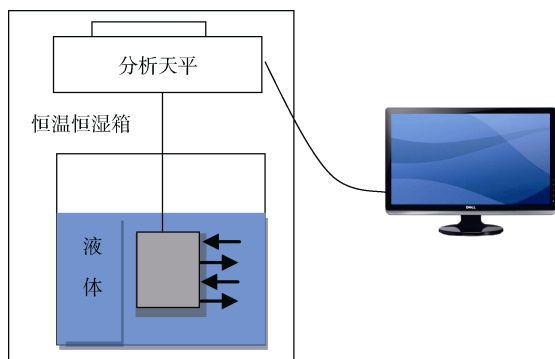


图 1 岩心自吸实验装置示意

Fig.1 Schematic diagram of core self-priming experiment

2.2 页岩膨胀实验

2.2.1 岩心选取

选取标准与吸水实验一致,每组实验涉及 3 种不同溶液和 2 种围压条件,因此,每组所需实验岩心 6 块,共需完成 2 组,合计 12 块岩心;第 1 组岩心样编号为 mb-1-13—mb-1-18,第 2 组岩心样编号为 mb-2-7—mb-2-12。

2.2.2 实验预处理

a. 岩粉制备 首先,用岩样粉碎机将实验用露头黑色页岩打磨成粉砂状,然后用 RK/PE100 型振荡筛筛出 100 目(150 μm)左右粒径的岩粉,放进电热恒温鼓风干燥机内,设定温度 100℃ 下烘干 4 h。

b. 岩粉装筒 用 AR2140 型号电子天平称取 10 g 左右岩粉倒入岩心压制筒中,并轻微震动旋转压制筒边缘,使其均匀分布。然后,将压块有螺纹孔的一端向上放置,盖上压制盖,并挂在岩心制备器上开始制备岩心。

c. 压制操作步骤 ① 控制减压器到 4 MPa,打开进气阀和放空阀;② 关闭岩心制备器上端放空阀和下端进气阀;③ 约 10 min 后,关闭岩心制备器上端进气阀和下端放空阀;④ 打开岩心制备器上端放空阀和下端进气阀;⑤ 使岩心制备器内的活塞向上推动;⑥ 最后,取下岩心制备筒,取出岩样压块,继续进行下一组岩心制备,步骤同上。

2.2.3 实验操作流程

称取 10 g 页岩粉末压制成岩饼,放入主测杯底部,调整好位置,并拧紧注液杯和主测杯注气管线的固定螺钉;

关闭注液杯与主测杯之间的注液阀,然后向注液杯中倒入 30 mL 实验液,拧紧杯盖,开启加温开关,到达实验温度时,打开注液阀大约 10 s 后迅速关闭注液阀;

利用计算机上的控制软件,打开加压氮气阀增压至实验压力时,记录岩样的位移初始值 H_0 ,设定实验数据采集时间为 48 h 以上,结束后停止实验,记录岩样的位移最终值 H_D 。最后,利用式(1)计算页岩的膨胀率 V 。

$$V = \frac{H_D - H_0}{H_0} \times 100\% \quad (1)$$

2.3 页岩强度实验

采用 RTR-1500 型三轴岩石力学测试系统,进行页岩常规三轴抗压强度实验,测试页岩试件在不同围压下的三轴抗压强度、弹性模量、泊松比等,分析页岩的强度特征、破坏特征及各向异性特征,为页岩井壁失稳分析提供基础数据。实验采用分组对比岩心,将高低两组黏土矿物含量的干燥岩样和分别饱水 4、8、12、16、20、24 h 的岩样,在 0、13 MPa 的围压下分别进行抗压强度实验。

3 实验结果及分析

3.1 页岩自吸特性

龙马溪组下部页岩(mb-1-7—mb-1-9)的实验结果如图 2 所示,在 16 h 内,岩心吸入蒸馏水量最大,

蒸馏水渗吸速率最高, 反映出页岩岩心对蒸馏水的吸水能力最强。岩心在蒸馏水中单位面积最大吸液量为 0.014 1 g; 在地层水中为 0.013 g, 仅次于蒸馏水; 在滑溜水中为 0.011 g, 吸水能力最弱, 说明滑溜水中的添加剂在一定程度上减少了液体的浸入。

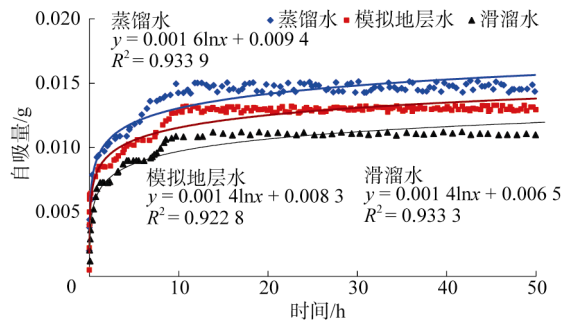


图 2 龙马溪组下部页岩在不同液体中吸液能力
Fig.2 Liquid absorption capacity of the bottom shale of Longmaxi Formation in different liquids

龙马溪组上部页岩 mb-2-1—mb-2-3 的实验结果如图 3 所示, 由图中可以看出, 在溶液体系中页岩自吸量随时间的变化规律与下部岩样基本一致, 自吸量与时间都呈对数函数递增规律, 但是在黏土矿物含量较高的龙马溪组上部, 页岩的自吸量整体较大。同时, 页岩对不同溶液吸水能力都表现为蒸馏水 > 地层水 > 滑溜水, 含有减阻剂浓度小的滑溜水体系更利于减弱页岩的吸水能力。

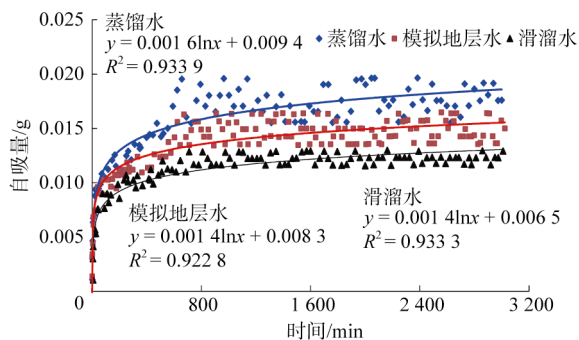


图 3 龙马溪组上部页岩在不同液体中吸液能力
Fig.3 The liquid absorbing capacity of the top shale of the Longmaxi Formation in different liquids

3.2 页岩膨胀特性

页岩在蒸馏水、地层水和滑溜水条件下的膨胀实验结果见表 2。为了直观表述, 选取表 2 中部分样品, 分析不同条件下页岩膨胀的特性(图 4, 图 5)。

从图 4—图 5 中可以看出, 膨胀率随时间增加逐渐增大。在黏土矿物含量较高的页岩中, 膨胀率随时间的变化幅度更大(图 4)。但总体来看, 相对于黏土含量, 围压对膨胀率影响更加明显。同时, 不同溶液体系对页岩膨胀率影响也很大, 表现为蒸馏

水 > 地层水 > 滑溜水。

表 2 不同溶液条件下页岩膨胀特征
Table 2 Expansion change table under different solution conditions

溶液类型	围压/MPa	样品编号	黏土矿物质量分数 ω/%	膨胀率/%
蒸馏水	13	mb-1-13	19.5	0.68
	13	mb-2-7	25.3	0.71
	0	mb-1-14	19.1	7.12
	0	mb-2-8	25.1	14.71
模拟地层水	13	mb-1-15	20.3	0.61
	13	mb-2-9	26.1	0.69
	0	mb-1-16	21.5	5.57
	0	mb-2-10	28.1	11.90
滑溜水	13	mb-1-17	22.2	0.56
	13	mb-2-11	27.3	0.63
	0	mb-1-18	21.3	5.07
	0	mb-2-12	27.2	9.95

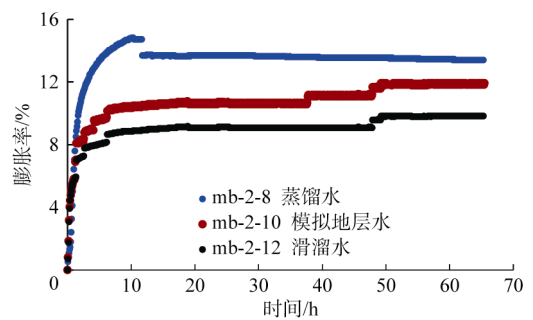


图 4 大气压条件下岩心膨胀率变化趋势

Fig.4 Variation of core expansion rate under atmospheric pressure

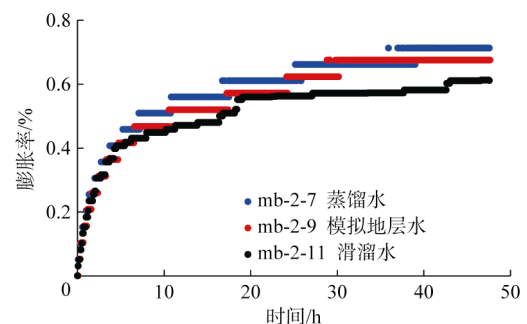


图 5 13 MPa 围压下岩心膨胀率变化趋势

Fig.5 Variation of core swelling rate under 13 MPa confining pressure

3.3 水化对页岩岩石力学特性的影响

3.3.1 弹性模量

依据抗压强度实验所得到的岩石力学参数, 开展不同饱水条件下页岩弹性模量数据分析(表 3), 由表中可以发现: 两种围压情况下, 岩样的弹性模量都随水化时间呈现递减的变化规律, 在高低两组黏土矿物含量条件下, 均存在围压越高弹性模量降低速率越快

的现象；相同水化时间和围压条件下，黏土矿物含量越高，其弹性模量总体表现越低；相同水化时间的同一个样品，围压越高，弹性模量越高。

表 3 不同围压下、不同水化时间的岩样弹性模量
Table 3 Elastic modulus of rock samples under different confining pressures and different hydration time

水化时间/h	弹性模量/MPa			
	高黏土矿物组		低黏土矿物组	
	围压0 MPa	围压13 MPa	围压0 MPa	围压13 MPa
0	21 333	25 217	22 987	27 190
4	20 768	24 432	21 670	25 054
8	19 742	23 280	19 231	26 045
12	16 870	23 659	17 708	25 079
16	17 908	22 890	17 432	27 190
20	18 261	22 700	16 698	22 219
24	16 987	18 090	18 021	20 406

3.3.2 泊松比

利用抗压强度实验所得的岩石力学参数，分析不同围压下、不同饱水状态岩样泊松比的变化规律(表 4)，结果表明：两种围压情况下，两组岩样的泊松比都随着水化时间的增加略呈递增趋势；相同水化时间和围压条件下，黏土矿物含量越高，其泊松比总体表现越大；相同水化时间的同一个样品，围压越高，泊松比越小。

表 4 不同围压下、不同水化时间的岩样泊松比
Table 4 Poisson's ratio of rock samples under different confining pressures and different hydration time

水化时间/h	泊松比			
	高黏土矿物组		低黏土矿物组	
	围压0 MPa	围压13 MPa	围压0 MPa	围压13 MPa
0	0.27	0.25	0.25	0.23
4	0.28	0.26	0.25	0.23
8	0.27	0.27	0.25	0.26
12	0.29	0.29	0.28	0.27
16	0.30	0.28	0.27	0.25
20	0.27	0.26	0.28	0.29
24	0.32	0.29	0.27	0.28

3.3.3 抗压强度

不同围压、不同饱水程度对页岩抗压强度的影响结果见表 5。从表中可知：两种围压条件下，随水化时间的增加，两组岩样抗压强度总体都呈降低趋势，同时，随着围压的增加，水化作用对岩石抗压强度的影响减弱。两种围压条件下、两组岩样的抗压强度随水化时间呈线性递减规律变化；且相同水化时间和围压条件下，黏土矿物含量越高，其抗压强度越弱；相同水化时间的同一个样品，围压越

高，抗压强度越高。

表 5 不同围压下、不同水化时间的岩样抗压强度
Table 5 Compressive strength of rock samples under different confining pressures and different hydration time

水化时间/h	抗压强度/MPa			
	高黏土矿物组		低黏土矿物组	
	围压0 MPa	围压13 MPa	围压0 MPa	围压13 MPa
0	241.59	269.42	278.82	290.63
4	246.94	258.87	266.74	270.84
8	231.28	237.65	283.72	291.54
12	243.56	253.83	272.85	281.87
16	231.35	247.58	255.48	278.55
20	206.71	238.39	249.89	272.31
24	195.36	221.74	231.87	255.47

综上实验可知，页岩中由于含有一定量的黏土矿物，在与水基工作液接触时，会表现出一定的膨胀特性，进而引起岩石强度的弱化。实验所表现出的数据变化趋势与已有的针对泥岩的研究结果基本一致^[18-19]。

4 结论

a. 渝东北地区龙马溪组页岩，在不同溶液中其吸水能力有较大区别，具体为：蒸馏水>地层水>滑溜水；在同一溶液体系中不同黏土矿物含量的样品的自吸量变化趋势一致，自吸量大小与时间都呈对数函数递增规律，研究区上部黏土含量相对较高的页岩，其浸泡前后自吸量变化更大。

b. 在不同溶液条件下，黏土矿物含量较高的龙马溪组上部页岩膨胀性能较好，尤其是在常压条件下，膨胀率较大；在页岩黏土含量相近的条件下，页岩的膨胀性能大小为：蒸馏水>地层水>滑溜水，但是在地层压力条件下，膨胀率变化相对较小。

c. 0 MPa 和 13 MPa 两种围压情况下，岩样的弹性模量和抗压强度都随着水化时间的增加而降低，围压越高，弹性模量越大，水化作用对抗压强度的影响也减弱；岩样的泊松比都随着水化时间的增加略呈递增趋势。

d. 下一步将对页岩的膨胀应力进行研究，进而分析膨胀应力与岩石弱化共同作用下对套管的应力影响，相关研究结果将对完井过程套管强度设计具有一定的指导意义。

请听作者语音介绍创新技术成果
等信息，欢迎与作者进行交流



OSID 码

参考文献(References)

[1] 姚晨昊. 基于页岩数字岩心的气-水两相流动模拟方法研

- 究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016.
- YAO Chenhao. Study on simulation method of gas-water two-phase flow in shale digital core[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2016.
- [2] OORT van E. On the physical and chemical stability of shales[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003, 38(3/4): 213-235.
- [3] 文凯民, 陈平, 李小明, 等. 页岩水化对岩石应力分布的影响[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(2): 43-46.
- WEN Kaimin, CHEN Ping, LI Xiaoqiang, et al. The influence between shale hydration and rock stress distribution relationship[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(2): 43-46.
- [4] 石秉忠, 夏柏如, 林永学, 等. 硬脆性泥页岩水化裂缝发展的CT成像与机理[J]. 石油学报, 2012, 33(1): 137-142.
- SHI Bingzhong, XIA Bairu, LIN Yongxue, et al. CT imaging and mechanism analysis of crack development by hydration in hard brittle shale formations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(1): 137-142.
- [5] 马天寿, 陈平. 基于CT扫描技术研究页岩水化微观损伤特性[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(2): 227-233.
- MA Tianshou, CHEN Ping. Study of meso-damage characteristics of shale hydration based on CT scanning technology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(2): 227-233.
- [6] 郑晓卿, 刘建, 卞康, 等. 鄂西北页岩饱水软化微观机制与力学特性研究[J]. 岩土力学, 2017, 38(7): 2022-2028.
- ZHENG Xiaoqing, LIU Jian, BIAN Kang, et al. Softening micro-mechanism and mechanical properties of water-saturated shale in northwestern Hubei[J]. Rock and Soil Mechanics, 2017, 38(7): 2022-2028.
- [7] 郭富利, 张顶立, 苏洁, 等. 地下水和围压对软岩力学性质影响的试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2007, 26(11): 2324-2332.
- GUO Fuli, ZHANG Dingli, SU Jie, et al. Experimental study on influences of groundwater and confining pressure on mechanical behaviors of soft rocks[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2007, 26(11): 2324-2332.
- [8] 滕宏伟. 隧道特殊大变形段初支开裂机理及二次衬砌结构可靠度研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2008.
- TENG Hongwei. Study on the initial support crack mechanism and secondary lining structure reliability in the especial large deformation zone of tunnel[D]. Chongqing: Chongqing University, 2008.
- [9] 王光兵, 刘向君, 梁利喜. 硬脆性页岩水化的超声波透射实验研究[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(36): 60-66.
- WANG Guangbing, LIU Xiangjun, LIANG Lixi. Ultrasonic transmission experimental investigation on hydration of hard brittle shale[J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(36): 60-66.
- [10] 梁利喜, 丁乙, 刘向君, 等. 硬脆性泥页岩井壁稳定渗流-力耦合研究[J]. 特种油气藏, 2016, 23(2): 140-143.
- LIANG Lixi, DING Yi, LIU Xiangjun, et al. Seepage-mechanochemistry coupling of wellbore stability in hard-brittle shale[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(2): 140-143.
- [11] 梁利喜, 熊健, 刘向君. 水化作用和润湿性对页岩地层裂纹扩展的影响[J]. 石油实验地质, 2014, 36(6): 780-786.
- LIANG Lixi, XIONG Jian, LIU Xiangjun. Effects of hydration swelling and wettability on propagation mechanism of shale formation crack[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(6): 780-786.
- [12] 吴小林, 刘向君. 泥页岩水化过程中声波时差变化规律研究[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(增刊2): 57-60.
- WU Xiaolin, LIU Xiangjun. The process and microscopic mechanism of shale hydration[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(S2): 57-60.
- [13] 刘向君, 罗平亚, 刘友家. 水化对泥页岩地层“安全”钻井的影响[J]. 西南石油学院学报, 1999, 21(2): 49-52.
- LIU Xiangjun, LUO Pingya, LIU Youjia. The effect of hydration to the formation of shale on “safe” drilling[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 1999, 21(2): 49-52.
- [14] 卢运虎, 梁川, 金衍, 等. 高温下页岩水化损伤的各向异性实验研究[J]. 中国科学: 物理学力学天文学, 2017, 47(11): 138-145.
- LU Yunhu, LIANG Chuan, JIN Yan, et al. Experimental study on hydration damage of anisotropic shale under high temperature[J]. Scientia Sinica: Physica, Mechanica & Astronomica, 2017, 47(11): 138-145.
- [15] 陈刘瑜, 李希建, 沈仲辉, 等. 酸化作用对页岩微观结构及其物性的影响[J]. 煤田地质与勘探, 2020, 48(3): 100-107.
- CHEN Liuyu, LI Xijian, SHEN Zhonghui, et al. Effect of acidification on the microstructure and physical properties of shale[J]. Coal Geology & Exploration, 2020, 48(3): 100-107.
- [16] 娄义黎, 郭忠虎, 王安礼, 等. 流固耦合作用下页岩破裂过程的数值模拟[J]. 煤田地质与勘探, 2020, 48(1): 105-112.
- LOU Yili, WU Zhonghu, WANG Anli, et al. Numerical simulation of rupture process of shale under action of fluid-solid coupling[J]. Coal Geology & Exploration, 2020, 48(1): 105-112.
- [17] 田明锦, 曹函, 孙平贺, 等. 离子稳定剂 ENI 对湘西北页岩气储层护壁机理的初探[J]. 煤田地质与勘探, 2018, 46(3): 168-173.
- TIAN Mingjin, CAO Han, SUN Pinghe, et al. Preliminary study on borehole wall protection mechanism of ionic stabilizer ENI for shale gas reservoir in northwestern Hunan[J]. Coal Geology & Exploration, 2018, 46(3): 168-173.
- [18] 温航, 陈勉, 金衍, 等. 硬脆性泥页岩斜井段井壁稳定性力耦合研究[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 748-754.
- WEN Hang, CHEN Mian, JIN Yan, et al. A chemo-mechanical coupling model of deviated borehole stability in hard brittle shale[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 748-754.
- [19] 王倩, 周英操, 唐玉林, 等. 泥页岩井壁稳定影响因素分析[J]. 岩石力学与工程学报, 2012, 31(1): 171-179.
- WANG Qian, ZHOU Yingcao, TANG Yulin, et al. Analysis of effect factor in shale wellbore stability[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012, 31(1): 171-179.