

钻井液水活度对页岩井壁稳定性影响的实验研究

——以秀山龙马溪组页岩为例

杨现禹^{1,2}, 蔡记华^{*1,2}, 蒋国盛^{*1,2}, 石彦平^{1,2}, 陈书雅^{1,2}

(1. 中国地质大学(武汉)工程学院, 湖北 武汉 430074; 2. 中国地质大学深圳研究院, 广东 深圳 518000)

摘要:通过压力传递实验,对秀山龙马溪组页岩进行了不同浓度和不同类型盐溶液影响下的渗流试验,确定不同水活度盐溶液对页岩渗流规律和井壁稳定影响机理。结果表明:(1)在相同浓度的盐溶液中,阻缓秀山龙马溪组页岩孔隙压力传递能力最强的盐类为HCOONa。(2)对于相同类型的盐溶液,最高的浓度并不总能具有最好阻缓能力。阻缓秀山龙马溪组页岩孔隙压力传递效果较好的前5种盐溶液是20% HCOONa、5% HCOONa、20% KCl、20% HCOOK和5% NaCl。(3)相对于人工压制页岩,在粘土矿物含量(20%)一致时,盐溶液贯穿龙马溪组页岩孔隙时间平均长90.11%,平均渗透率低99.14%。(4)在粘土矿物成分一致时,盐溶液在人工页岩中的渗流规律与龙马溪组页岩的一致性较好,但对于实际渗透率和渗流时间、表征系数与真实页岩相差大于90%。(5)针对龙马溪组页岩,提出了基于水活度的单位距离渗流时间模型,以及不同盐溶液的水活度-渗透率规律。研究成果可为适用于龙马溪组页岩钻进的水基钻井液体系遴选提供较好的理论和技术基础。

关键词:页岩;井壁稳定;盐溶液;水活度;水基钻井液

中图分类号:P634 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2022)03-0001-12

Experimental study on the effect of water activity of drilling fluid on shale wellbore stability—Taking Xiushan Longmaxi shale as an example

YANG Xianyu^{1,2}, CAI Jihua^{*1,2}, JIANG Guosheng^{*1,2}, SHI Yanping^{1,2}, CHEN Shuya^{1,2}

(1. Faculty of Engineering, China University of Geosciences, Wuhan Hubei 430074, China;

2. Shenzhen Research Institute of China University of Geosciences, Shenzhen Guangdong 518000, China)

Abstract: A series of fluid flow tests on different concentrations and different types of salt solutions were conducted on the shale samples through the pressure transfer experiment device to study the influence mechanism of salt ions with different water activities on shale seepage. The experimental results show that the salt solution with the strongest ability to block the pore pressure transmission of Xiushan Shale in Longmaxi Formation is HCOONa among the same concentration of different brines. In addition, the five types and concentrations of salt solutions with better resistance to pore pressure transmission are 20% HCOONa, 5% HCOONa, 20% KCl, 20% HCOOK and 5% NaCl. The highest

收稿日期:2022-02-27; **修回日期:**2022-04-28 **DOI:**10.12143/j.ztgc.2022.03.001

基金项目:国家自然科学基金青年基金(编号:42002311);国家重点研发计划课题(编号:2018YFC1801705);中央引导地方科技发展资金自由探索类基础研究(编号:2021Szvup156);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(编号:CUG2019118);安徽省煤田地质局项目“两淮矿区地面定向多分支水平井高效钻进技术体系研究”(编号:WMDK2020-2)

第一作者:杨现禹,男,汉族,1992年生,特任副教授,地质工程专业,博士,从事钻井液与井壁稳定、离散元流体动力学研究工作,湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号,xyx@cug.edu.cn。

通信作者:蔡记华,男,汉族,1978年生,教授,博士生导师,地质工程专业,从事钻井液、完井液与工程浆液等领域的教学与研究工作,湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号,caijh@cug.edu.cn。

蒋国盛,男,汉族,1965年生,教授,博士生导师,俄罗斯自然科学院外籍院士,俄罗斯国际矿产资源科学院外籍院士,从事非常规能源开发研究工作,湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号,jianggs65@vip.sina.com。

引用格式:杨现禹,蔡记华,蒋国盛,等.钻井液水活度对页岩井壁稳定性影响的实验研究——以秀山龙马溪组页岩为例[J].钻探工程,2022,49(3):1-12.

YANG Xianyu, CAI Jihua, JIANG Guosheng, et al. Experimental study on the effect of water activity of drilling fluid on shale wellbore stability—Taking Xiushan Longmaxi shale as an example[J]. Drilling Engineering, 2022, 49(3): 1-12.

concentration does not always have the best ability to block shale pore fluid transfer for the same type of salt solution. When the mineral composition is almost the same, the time to penetrate the pores and average permeability of the Xiushan shale of the Longmaxi Formation is 90.11% higher and 99.14% lower than that of the artificially compressed shale. The seepage law of artificially suppressed shale with salt solution is consistent with the real shale. However, the difference between the characterization coefficient is more than 90% for the actual permeability and seepage time. Moreover, a unit distance seepage time model based on water activity and water activity-permeability formulas under different salt ions are proposed for the Xiushan shale of Longmaxi Formation. The research results can provide experimental and theoretical basis for maintaining shale wellbore stability of the Longmaxi Formation with brine drilling fluid.

Key words: shale; wellbore stability; salt solution; water activity; water-based drilling fluid

0 引言

勘探开发页岩气和深部地质钻探过程中维持页岩井壁稳定离不开钻井与钻井液^[1-2]。但页岩属于低渗透性沉积岩,其井壁稳定问题始终是页岩气(油)勘探开发中的难点和热点所在^[3]。油气钻井过程中所钻遇地层的75%以上是页岩地层,引起的井眼失稳问题超过了90%^[4-6]。同时,页岩水化是一个渐进的过程,页岩地层中刚形成的井筒较为稳定,但随着钻井液中滤液逐渐侵入页岩纳米孔隙深处^[7],页岩中的粘土矿物水化、页岩孔隙压力增加,最终导致井壁失稳,诱发井下事故,且在长水平段页岩气井中尤为突出^[8-9]。油基钻井液被认为是应对页岩井眼失稳最有效且常用的方法^[10-11]。但是,环保限制、高成本、钻屑和废弃钻井液处理成本高,以及更高的循环损失趋势也不能忽视^[12]。因此,水基钻井液技术仍然是页岩井壁稳定研究的热点和难点。

除了纳米颗粒通过物理封堵作用阻缓水分进入页岩孔隙从而抑制页岩水化^[13-14]之外,化学抑制是维持页岩井壁稳定的另一重要方法,最常见的抑制剂就是盐溶液。虽然川渝地区龙马溪组页岩蒙脱石和伊/蒙混层含量相对较低^[15-17],但为抑制页岩水化分散和避免井壁失稳,盐类处理剂的使用依然是水基钻井液体系设计的重要选择^[18-19]。同时,随着页岩气勘探向长江中上游地区发展,这些地区页岩中蒙脱石和伊/蒙混层含量并非一直呈较低趋势。Dehghanpour等发现盐水可以自发地诱导有机页岩中的微裂缝,并且所诱导的微裂缝增强了页岩的渗透性^[20]。Sulucarnain等通过核磁共振(NMR)测试发现页岩裂缝可能影响盐水的吸收和润湿性^[21]。由于盐离子分散在溶液中,且离子尺寸低于纳米尺度,因此,盐离子在粘土矿物晶层内的作用机理无法

通过微观实验进行观测和验证^[22]。目前,只能基于盐离子的物理化学特征与粘土矿物层间结构、化学元素特征,对页岩水化抑制性进行一定的抽象解释^[23]。此外,分析井壁稳定性问题,还需考虑粘土阳离子交换容量(CEC)、孔隙度和渗透率等物理化学因素^[24]。因此,对于具有不同孔隙度和矿物含量的页岩地层,通过实验测试获得不同盐溶液影响下的渗流规律仍有必要。

为此,笔者开展了不同类型和不同浓度下的盐溶液渗流试验,以揭示不同盐溶液对秀山龙马溪组页岩孔隙液体渗流的影响机理,建立相应的模型和规律公式,为维持龙马溪组页岩井壁稳定性的盐水钻井液设计提供较好的实验和理论基础。

1 实验材料和仪器

1.1 实验材料

氯化钠(NaCl)、氯化钾(KCl)、氯化钙(CaCl₂)、甲酸钠(HCOONa)和甲酸钾(HCOOK),均购自国药集团化学试剂有限公司。

页岩取自重庆市秀山土家族苗族自治县(以下简称“秀山龙马溪组页岩”)。利用岩心钻机钻取页岩岩心若干(高约0.5 cm、直径2.5 cm),用于压力传递实验。人工压制页岩岩样初始气体渗透率在0.031 mD左右,人工岩心尺寸与真实岩心尺寸一致。

1.2 实验仪器

X'Pert PRO DY2198型X-射线衍射仪,Quanta200型环境扫描电子显微镜,Dimension Edge™ AFM型原子力显微镜,HKY-3型页岩压力传递实验装置,Novasina Labswift型水活度测试仪,QBZY型全自动表面张力仪,LCMP-1A型金相试样磨抛

机等。

2 实验方法

2.1 页岩X射线衍射与微观结构分析

X射线衍射(XRD)结果显示,秀山龙马溪组页岩主要矿物成分为47%的石英,页岩矿物成分中包含20%的粘土矿物(绿泥石和伊利石等),具有一定的水敏性,脆性较强。秀山龙马溪组页岩的总有机碳含量(TOC)如表1所示,数据显示TOC含量均值为2.95%。

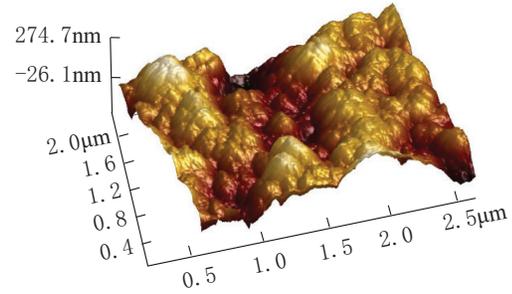
表1 秀山龙马溪组页岩TOC含量

页岩样品	TOC/%
S3-1	2.79
S3-2	2.94
S3-3	3.76
S4-2	3.23
S4-3	2.74
S4-4	2.22
均值	2.95

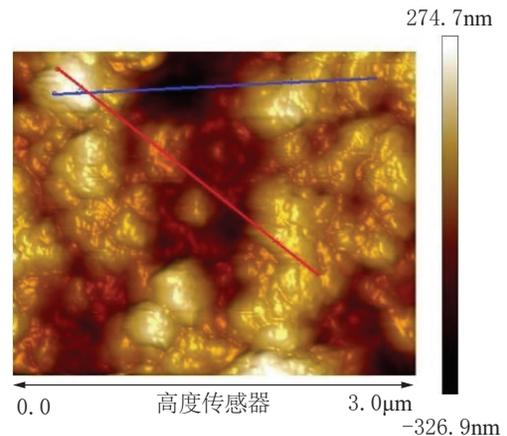
原子力显微镜(AFM)测试可用于定量测量表面特征。页岩表面的二维和三维图像如图1所示。作蓝色和红色切线,页岩表面高度变化曲线显示,蓝线和红线的顶部高度约为200 nm,蓝线和红线的底部高度约为-250 nm和-150 nm。高度差分别为450 nm和350 nm(图2)。数据表明龙马溪组页岩的表面高程处于纳米尺度。同时,孔隙宽度为同颜色曲线两个最高点的间距,即为蓝色虚线之间和红色虚线之间的距离。3D图像显示表面的孔隙宽度大约为1000 nm。

秀山页岩样品在压力传递实验前后无开裂等破坏现象(图3),且围压全程高于上、下游压力值,可确保被测溶液从页岩顶部经页岩孔隙流至底部,而不是由于页岩变形、破碎而导致从两侧或裂隙流至页岩底部。这不仅可以保证实验的准确性,而且为后期岩石性能测试奠定了良好的基础。实验之前将页岩样品置于100℃的烘箱中6 h以确保其完全干燥,避免页岩中其他溶液的干扰。

通过扫描电子显微镜(SEM)进行页岩全貌观察,发现龙马溪组页岩孔隙发育,利用Image J软件对孔隙进行统计分析,发现页岩发育大量纳米级孔



(a) 龙马溪组页岩表面三维扫描图



(b) 龙马溪组页岩表面二维扫描图

图1 页岩表面的原子力显微镜(AFM)扫描图

Fig.1 Atomic force microscope (AFM) scan of Longmaxi Formation shale surface

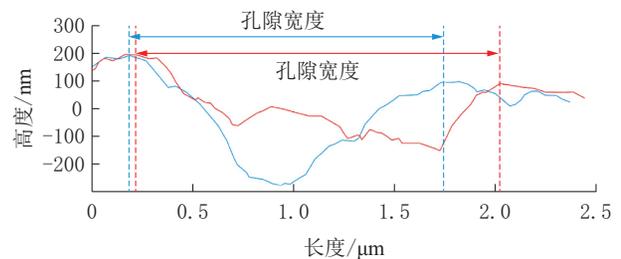


图2 龙马溪组页岩表面高程和孔隙宽度分析

Fig.2 Analysis of shale surface elevation and pore width of Longmaxi Formation

隙,其平均孔径为280 nm左右(如图4所示)。页岩中的裂隙和孔喉为钻井液滤液的侵入提供了天然通道,会导致页岩发生水化和分散,并使得地层与裂隙中溶液产生浓度差,促使裂隙中溶液粒子流向浓度更低的层,化学势差驱动了分子在系统内不同相之间的“流动”,使得裂缝扩张或者沿着矿物间接触面形成新的裂缝,从而造成井壁失稳。

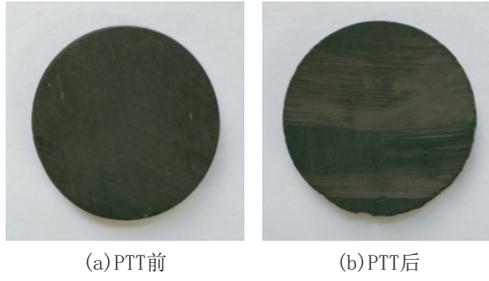
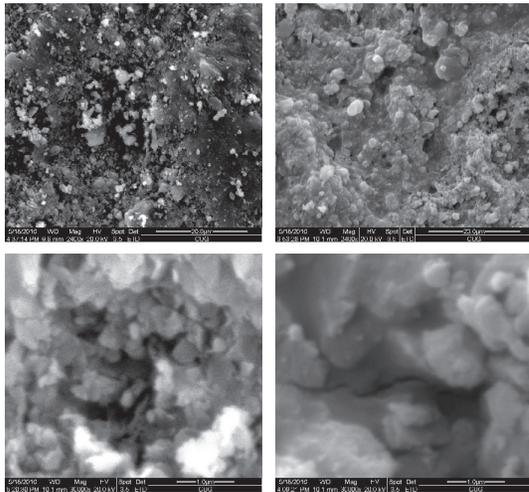
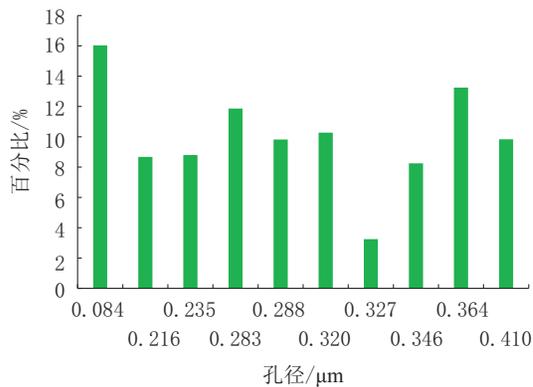


图3 压力传递实验(PTT)前后的页岩样品
(直径为25 mm、厚度为5 mm)

Fig.3 Shale samples before and after the pressure transfer test (PTT)
(The diameter is 25mm, and the thickness is 5mm)



(a) 秀山页岩岩样SEM图(上图放大2400倍, 下图放大5000倍)



(b) SEM图下岩样微观裂隙数据统计
图4 页岩SEM图及其孔径分析

Fig.4 SEM image of shale and pore size analysis

2.2 盐溶液水活度测试

盐类:氯化钠(NaCl)、氯化钾(KCl)、氯化钙(CaCl₂)、甲酸钠(HCOONa)、甲酸钾(HCOOK)。浓度:5%(质量百分比,下同)、10%和20%。采用

Novasina Labswift水活度仪测试不同盐溶液的水活度,结果如表2所示。

表2 不同类型、不同浓度盐溶液的水活度

Table 2 Water activity of different types and different concentrations of salt solutions

盐溶液浓度/%	NaCl	KCl	CaCl ₂	HCOONa	HCOOK
5	0.978	0.983	0.993	0.976	0.981
10	0.946	0.952	0.960	0.955	0.958
20	0.879	0.924	0.880	0.909	0.913

2.3 盐溶液对秀山龙马溪组页岩压力传递实验

压力传递实验测试步骤为:在页岩上下两端建立压差,通过恒流泵保证压力稳定反应釜左右和上下均配备有流体注入通道及高灵敏度压力计,同步测试样品渗透率。仪器背面具有三并联容器釜,可保证更换测试溶液的情况下不间断进行实验和数据监测(额定温度150℃)。围压、上游压力和下游压力分别设置为2.3、1.5和0 MPa。通过HKY-3型页岩压力传递装置测试不同类型(NaCl、KCl、CaCl₂、HCOONa和HCOOK)和不同浓度(5%、10%和20%)盐溶液对页岩的压力传递的实验规律^[25]。实验数据每60 s记录一次。

2.3.1 5%盐溶液

5% NaCl的压力传递实验结果见图5。在上游压力维持恒定时,下游压力在41.67 h内未显著增加表明上述时间为压力通过页岩孔隙所需时间。渗透率初始阶段为 7.5×10^{-5} mD。渗透率开始显著上升的时间点为53.05 h,表明孔隙通道通畅,渗透率逐渐增大,且为跳跃式增加。在12 h内渗透率由 7.5×10^{-5} mD增大至 1.0×10^{-3} mD,经过14 h左右,上下游压力一致。

在5% KCl压力传递实验中,下游压力在69.44 h内未显著增加,渗透率维持在 6.25×10^{-5} mD。5% CaCl₂压力传递实验相对于5% NaCl和5% KCl溶液,其初始渗透率较高。渗透率在33.33 h开始突然增大至 1.8×10^{-3} mD。相对于5% NaCl溶液,其贯穿页岩孔隙通道时间及下游压力增大所需时间都较短。5% HCOONa压力传递实验中渗透率一直维持在 3.0×10^{-5} mD。渗透率前期增加较慢,后期在压力积累后,渗透率迅速增大。增长曲线类似于对数曲线,表现为先快后慢的趋势。

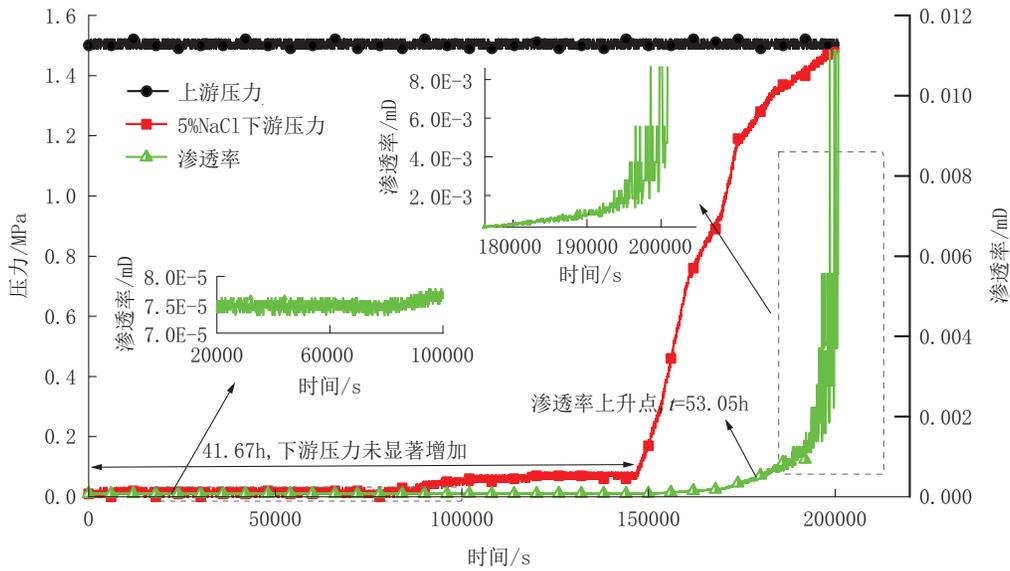


图 5 5% NaCl 压力传递实验数据

Fig.5 Data graph of 5% NaCl pressure transfer experiment

5% HCOOK 的压力传递实验数据见图 6。下游压力在 2.78 h 内未显著增加, 此数据表明压力通过页岩所需时间为 2.78 h, 渗透率一直维持在 $1.6 \times$

10^{-4} mD。当下游压力开始增大时, 在 19.44 h 内渗透率由 1.61×10^{-4} mD 增大至 7.02×10^{-4} mD; 此后 5.56 h, 渗透率逐渐增加至 8.20×10^{-3} mD。

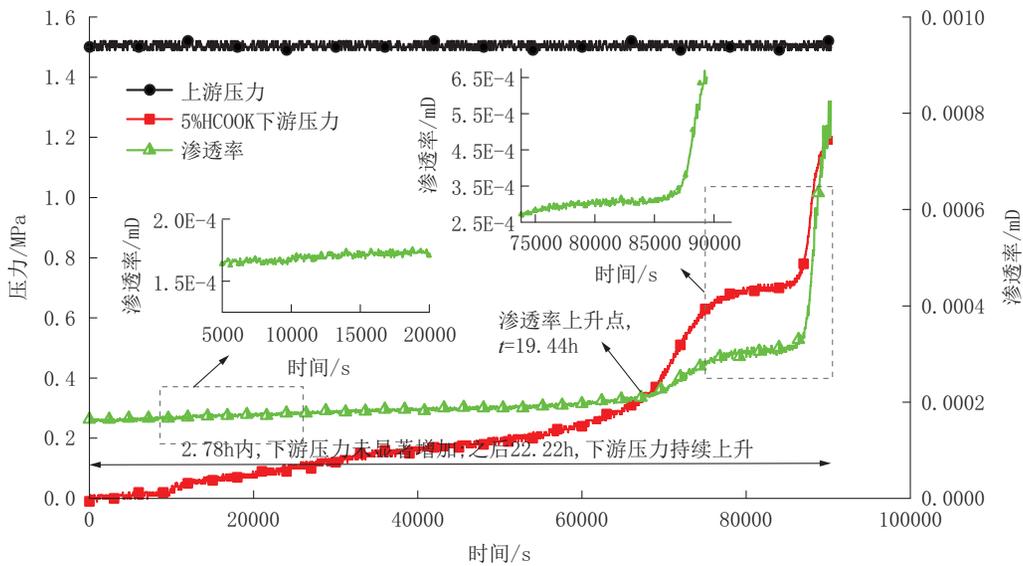


图 6 5% HCOOK 压力传递实验数据

Fig.6 Data graph of 5% HCOOK pressure transfer test

5% 盐溶液的压力传递实验结果统计如表 3 所示, 阻缓页岩压力传递效果最好、最差的盐溶液分别是 HCOONa、HCOOK。HCOONa 含量为 5% 时, 压力传递过程持续 142.67 h, 对应渗透率为 2.47×10^{-5} mD。用 5% 的 HCOOK, 压力传递过程仅持续 25.10 h, 初始的渗透率为 7.08×10^{-4} mD。5% 盐溶

液阻缓龙马溪组页岩孔隙压力传递效果由强到弱排序为: HCOONa、NaCl、KCl、CaCl₂ 和 HCOOK。

2.3.2 10% 盐溶液

10% KCl 的压力传递实验结果如图 7 所示。在上游压力维持恒定情况下, 下游压力在 4.86 h 内未显著增加, 渗透率始终维持在 7.0×10^{-4} mD。渗透

表3 5%盐浓度下秀山龙马溪组页岩渗流实验结果

Table 3 Summary of shale seepage process results of Longmaxi Formation under 5% brine

样品标签	盐溶液	渗流时间/h	液测渗透率/mD
2-10	5% HCOONa	142.67	2.47×10^{-5}
2-1	5% NaCl	71.78	3.39×10^{-5}
2-4	5% KCl	67.8	1.55×10^{-5}
2-7	5% CaCl ₂	34.07	8.85×10^{-4}
2-13	5% HCOOK	25.1	7.08×10^{-4}

率开始显著上升的时间点为5.55 h,此时页岩孔隙通道通畅,渗透率逐渐增大,且增长趋势稳定。下游压力在0.69 h内渗透率由 7.0×10^{-4} mD增大至 1.4×10^{-2} mD。

10% CaCl₂的压力传递实验结果如图8所示。下游压力在0.56 h内渗透率一直维持在 8.5×10^{-4} mD。渗透率开始显著上升的时间点为1.33 h。下游压力开始增大,经过4.72 h,渗透率逐渐增加至 2.5×10^{-2} mD,此时下游压力与上游压力一致。

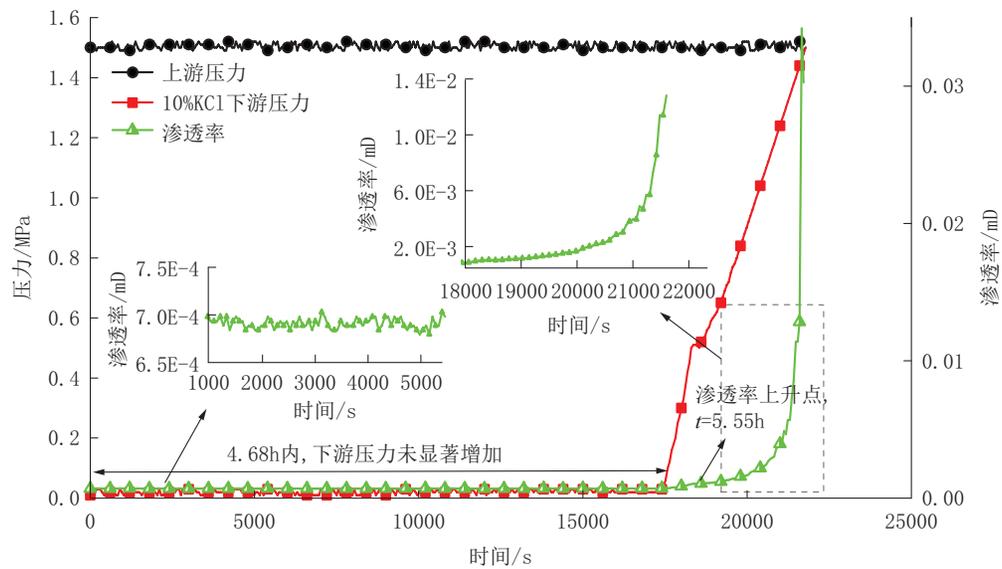
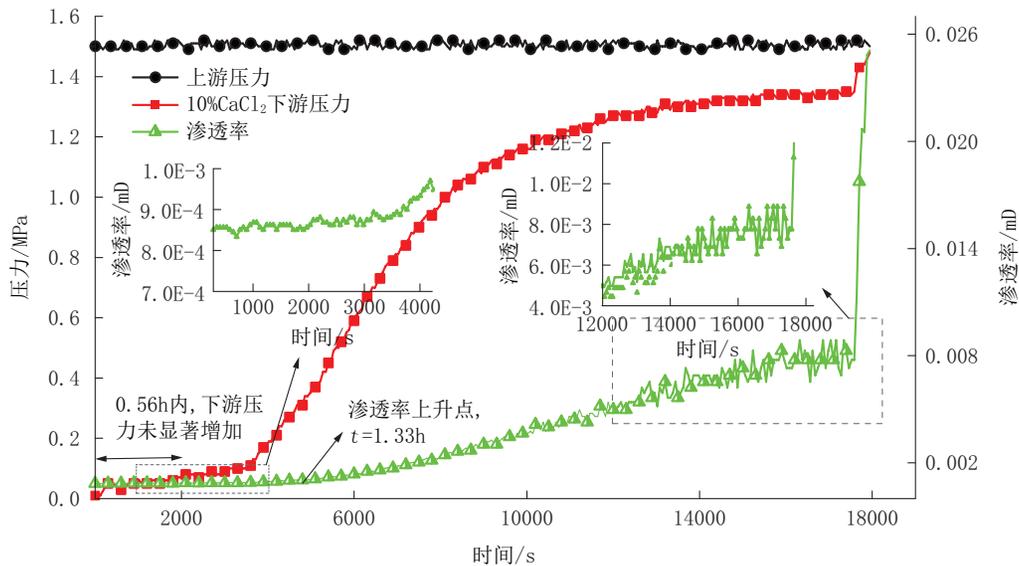


图7 10% KCl压力传递实验数据

Fig.7 Data graph of 10% KCl pressure transfer experiment

图8 10% CaCl₂压力传递实验数据Fig.8 Data graph of 10% CaCl₂ pressure transfer test

10% 盐溶液对秀山页岩的压力传递实验数据详见表4。在10% HCOONa压力传递实验中,当下游压力开始增大时,在6.94 h内渗透率由 1.2×10^{-4} mD增大至 2.2×10^{-4} mD,此后下游压力逐渐增大,但渗透率未再继续增加。10% HCOOK的压力传递实验表明:当下游压力开始增大时,在3.05 h内渗透率逐渐增加至 8.50×10^{-3} mD。10% 盐溶液的压力传递实验结果表明,阻缓页岩压力传递效果最好、最差的盐溶液分别是HCOONa、CaCl₂溶液。当盐溶液为10%的HCOONa时,压力传输过程持续58.53 h,计算对应的渗透率为 3.48×10^{-4} mD。用10%的CaCl₂,压力传输过程只持续5 h,计算对应的渗透率为 1.24×10^{-2} mD。10% 盐溶液中,阻缓龙马溪组页岩孔隙压力传递效果排序为:HCOONa、NaCl、HCOOK、KCl和CaCl₂。

表4 10% 盐浓度下秀山龙马溪组页岩渗流实验结果

Table 4 Summary of shale seepage process results of Longmaxi Formation under 10% brine

样品标签	盐溶液	渗流时间/h	液测渗透率/mD
2-11	10% HCOONa	58.53	3.48×10^{-4}
2-2	10% NaCl	23.85	1.47×10^{-3}
2-14	10% HCOOK	23.77	7.99×10^{-4}
2-5	10% KCl	6.05	1.49×10^{-2}
2-8	10% CaCl ₂	5.00	1.24×10^{-2}

2.3.3 20% 盐溶液

20% KCl的压力传递实验结果见图9。在上游压力维持恒定情况下,渗透率开始显著上升的时间点为119.45 h。当下游压力开始增大时,在2.78 h内渗透率由 3.5×10^{-5} mD增大至 2.5×10^{-3} mD,此时下游压力与上游压力一致。

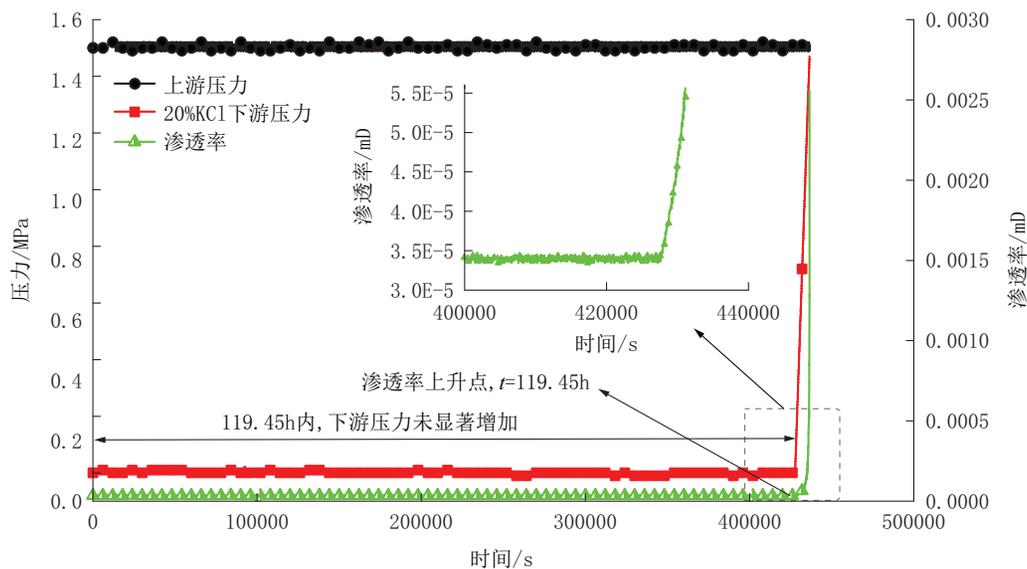


图9 20% KCl压力传递实验数据

Fig.9 Data graph of 20% KCl pressure transfer experiment

20% HCOONa的压力传递实验数据如图10。在上游压力维持恒定情况下,下游压力在141.67 h内未显著增加,渗透率一直维持在 3.25×10^{-5} mD。下游压力维持在0.2 MPa,此后下游压力未继续增长,渗透率也未增加。

20% 盐溶液对秀山页岩的压力传递实验数据详见表5。与20% KCl相似,下游压力激增导致渗透率激增,不同之处在于20% CaCl₂溶液维持井壁稳定性时间较短,22.22 h下游压力出现激增,20%

KCl溶液可维持119.45 h。20% HCOOK有利于维持井壁稳定性,下游压力逐渐增加,无激增现象。20% HCOOK相对于20% HCOONa的劣势为初始渗透率更高。

20% 盐溶液的PTT结果表明阻缓页岩压力传递效果最好和最差的盐溶液分别是HCOONa和CaCl₂,结果与10% 盐浓度相似。对于20% HCOONa,压力传输过程持续142.67 h,渗透率为 1.98×10^{-5} mD。采用20%的CaCl₂,压力传递过程持续

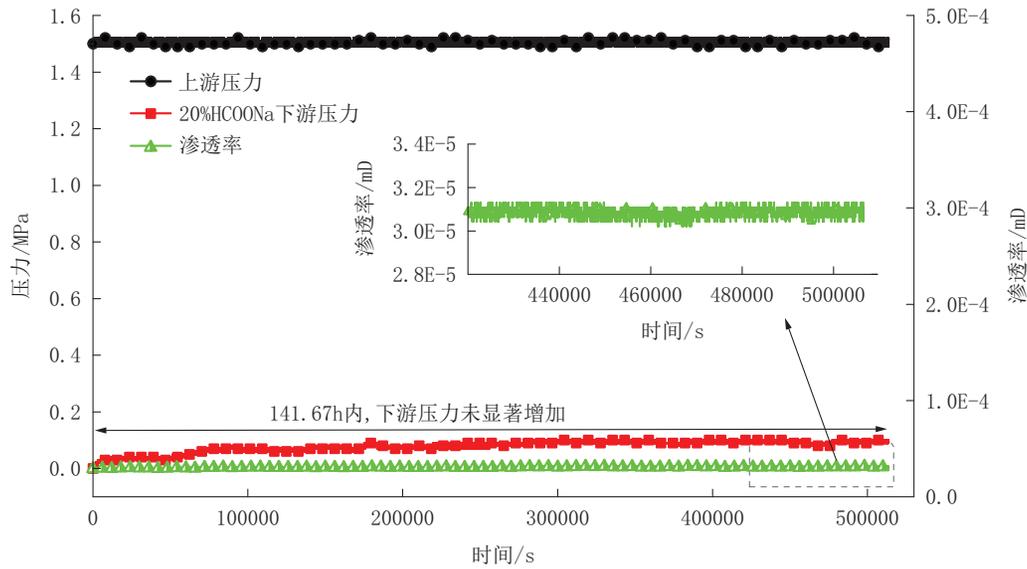


图 10 20% HCOONa 压力传递实验数据

Fig.10 Data graph of 20% HCOONa pressure transfer test

表 5 20% 盐浓度下龙马溪组页岩渗流过程结果汇总

Table 5 Summary of shale seepage process results of Longmaxi Formation under 20% brine

样品标签	盐溶液	渗流时间/h	液测渗透率/mD
2-12	20% HCOONa	142.67	1.98×10^{-5}
2-6	20% KCl	122.32	2.65×10^{-6}
2-15	20% HCOOK	72.57	9.24×10^{-6}
2-3	20% NaCl	71.78	3.86×10^{-5}
2-9	20% CaCl ₂	23.02	2.40×10^{-4}

23.02 h, 渗透率为 2.40×10^{-4} mD。20% 盐溶液阻缓龙马溪组页岩孔隙压力传递效果的顺序为 HCOONa、KCl、HCOOK、NaCl 和 CaCl₂。

综合 5%、10% 和 20% 的实验数据, 在相同浓度的各种盐溶液中, 阻缓秀山龙马溪组页岩孔隙压力传递能力最强的盐类为 HCOONa。

2.4 盐溶液对人工页岩渗流规律的影响

采用上述相同的方式, 针对人工压制的页岩进行不同类型和不同浓度盐溶液的压力传递实验, 实验数据详见表 6。

以 20% 盐浓度为例, 20% 溶液浓度下, 阻缓压力传递效果最好的为 20% HCOONa。20% 人工页岩阻缓压力传递效果顺序为: HCOONa > KCl > CaCl₂ > HCOOK > NaCl。

表 6 不同盐溶液下人工页岩渗流实验结果

Table 6 Summary of artificial shale seepage process results

页岩编号	溶液组成	液测渗透率/mD	渗流时间/h
1-1	5% NaCl	2.23×10^{-2}	13.42
1-2	10% NaCl	1.33×10^{-1}	2.08
1-3	20% NaCl	1.09	0.43
1-4	5% KCl	4.58×10^{-1}	1.08
1-5	10% KCl	9.75×10^{-3}	23.07
1-6	20% KCl	1.49×10^{-2}	17.98
1-7	5% CaCl ₂	9.96×10^{-2}	2.48
1-8	10% CaCl ₂	2.61×10^{-1}	0.93
1-9	20% CaCl ₂	2.12×10^{-2}	14.83
1-10	5% HCOONa	1.12	0.10
1-11	10% HCOONa	5.41×10^{-2}	4.65
1-12	20% HCOONa	1.59×10^{-3}	37.83
1-13	5% HCOOK	1.63×10^{-1}	2.02
1-14	10% HCOOK	4.78×10^{-2}	7.77
1-15	20% HCOOK	2.20×10^{-1}	1.38

3 讨论

3.1 盐溶液水活度对龙马溪组页岩井壁稳定影响机理

根据上述实验结果, 具有较好的阻止孔隙压力传递的 5 种类型和浓度的盐溶液是 20% HCOONa、5% HCOONa、20% KCl、20% HCOOK 和 5% Na-

Cl(表3~5)。对于相同类型的盐溶液,最高的浓度并不总能具有最好的阻缓页岩孔隙流体传递的能力。例如,NaCl和CaCl₂溶液的最佳浓度为5%。

不同类型但浓度均为10%的盐溶液,其渗透率不在前5位;相反,10%的盐溶液在最差的5种盐溶液中占80%。因此,10%的浓度不是降低龙马溪组页岩渗透率的合适浓度。5%、10%、20%盐溶液浓度下阻缓人工页岩和秀山龙马溪组页岩孔隙压力传递效果排序相差较大,其主要原因是盐浓度增加幅度较大,且页岩中含有粘土矿物含量,盐离子的不同会导致页岩中粘土矿物的水化程度不同。随着时间效应的形成,进一步增大了压力传递效果的差距。同时,影响孔隙压力传递的因素很多,如盐离子浓度、页岩矿物组成、盐抑制效应和盐化学分子结构等。

当蒙脱石含量较高时,晶格取代为抑制粘土矿物水化的主要因素,因此,当采用低浓度盐溶液时,低浓度的Ca²⁺抑制效果较好;当盐离子增加至10%和20%时,Ca²⁺离子抑制效果骤降,K⁺离子抑制效果变好^[26];上述规律与低浓度下盐溶液阻缓压力传递实验结果是一致的。但是,在蒙脱石含量较低时,即秀山龙马溪组页岩,且高盐离子溶度下,流体阻力和化学渗透压为阻缓压力传递的主要因素。

首先,高浓度时甲酸盐溶液滤液粘度值更高,在实际渗透过程中,粘度的微小提升在纳米孔隙中也会提供更高的流动阻力。其次,页岩为非理想膜,高盐度下会产生反向渗透压(图11)。

渗透压公式基于Fritz理论^[27],渗透压大小取决于膜效率值。

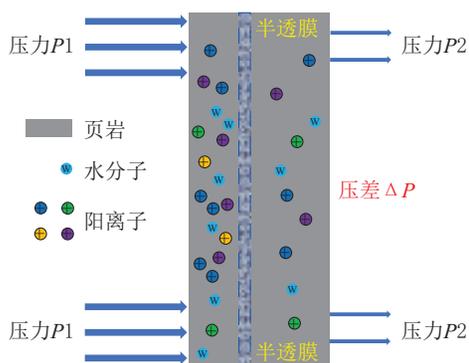


图11 页岩半透膜效应及渗透压差示意

Fig.11 Schematic diagram of shale semi-permeable membrane effect and osmotic pressure

$$\Delta p = \sigma \frac{RT}{V_w} \ln \frac{a_w^1}{a_w^2} \quad (1)$$

式中:Δp——泥页岩钻井液体系半透膜诱导渗透压,MPa;σ——泥页岩钻井液体系半透膜效率;R——理想气体常数,取8.314 cm³·MPa/(mol·K);T——绝对温度,K;V_w——纯水的偏摩尔体积,18 cm³/mol;a_w¹、a_w²——分别表示膜两侧溶液水活度。

基于Teorell-Meyer-Siever Model(TMS)模型^[28],页岩膜效率与页岩密度、孔隙度、CEC含量和希托夫数值相关。由于采用同一块页岩样品,页岩固有属性不变,而与盐离子相关的参数为希托夫数值。不同盐溶液的希托夫数值可通过离子的电迁移率获得(结果见表7)。

$$t_{(+)} = \frac{\beta_{(+)}}{\beta_{(+)} + \beta_{(-)}} \quad (2)$$

式中:t₍₊₎——希托夫数;β₍₊₎——阳离子电迁移率,10⁻⁸ m²s⁻¹V⁻¹;β₍₋₎——阴离子电迁移率,10⁻⁸ m²s⁻¹V⁻¹。

表7 不同离子的电迁移率

Table 7 Ionic mobilities in water

离子类型	Na ⁺	K ⁺	HCOO ⁻
离子的电迁移率/(10 ⁻⁸ m ² s ⁻¹ V ⁻¹)	5.19	7.62	5.66

通过计算可知,在粘土含量低并且盐离子浓度高的情况下,HCOONa溶液希托夫数值越低,阻缓压力传递效果也更加明显。

3.2 盐溶液对秀山页岩和人工页岩渗流规律的影响和对比

人工压制页岩样品的石英含量高(70%),脆性指数高,粘土矿物含量低(绿泥石5%,伊利石5%,蒙脱石5%),水化膨胀效果较低。秀山龙马溪组页岩粘土矿物含量约为20%,其粘土矿物类型及含量与人工压制页岩相近。

将秀山龙马溪组页岩与人工压制页岩在同一浓度和同一类型盐溶液下的压力传递数据对比,发现盐溶液贯穿秀山龙马溪组页岩孔隙所需时间更长,相对于人工压制页岩,单位距离下渗流时间平均长90.11%(图12)。

其中,渗流时间差距最大的盐溶液及其浓度为5% HCOONa溶液,其渗流时间分别为142.67 h和0.1 h,单位距离渗流时间差距为99.98%。渗流时间差距最小的盐溶液及其浓度为10% KCl,单位渗流

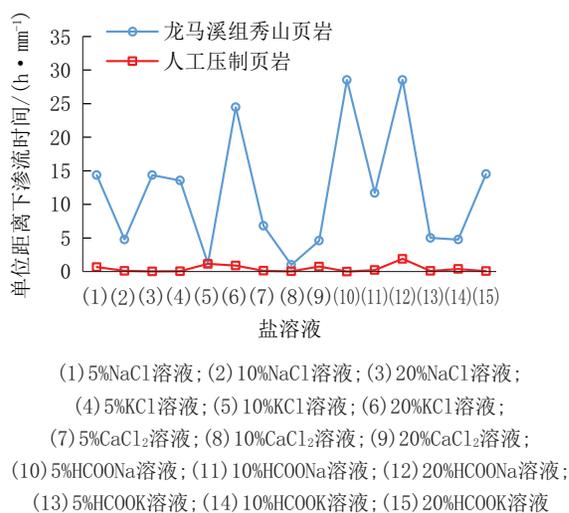


图12 盐溶液对龙马溪组页岩和人工页岩渗流性能对比
 Fig.12 Comparison of the influence of salt solution on the seepage performance of Longmaxi shale and artificial shale

时间差距为4.67%。对比图12数据,人工页岩在单位距离下的渗流时间相对于真实秀山龙马溪组页岩更长,主要是由于人工压制岩心无法达到自然沉积压力和年代造成的孔隙结构,因此人工压制页岩渗流时间过短。此外,秀山龙马溪组页岩与人工压制页岩在同一浓度和同一类型盐溶液下的平均渗透率对比显示,平均渗透率低99.14%。

但是,人工压制页岩其中含有一定量的粘土矿物组分,盐溶液在人工压制页岩中渗流时间虽短,但也呈现一部分规律。特别是在最佳盐溶液及其浓度方面,人工压制页岩与秀山龙马溪组页岩渗流规律是相对一致的。

因此,人工压制页岩在矿物成分与真实页岩比较一致的情况下,可探讨盐溶液对页岩渗流的影响规律。但对于实际渗透率和渗流时间,表征系数与真实页岩相差90%以上。

3.3 盐溶液作用下龙马溪组页岩渗流模型

通过压力传递实验可掌握秀山龙马溪组页岩在不同盐溶液下的渗流规律,总结不同水活度下盐溶液的单位距离渗流时间,为龙马溪组页岩井壁稳定提供参考。由于水活度下单位距页岩渗流时间无明显线性和非线性规律,因此,拟合曲线采用多项式模式。基于实验数据的拟合公式为:

$$T = -2 \times 10^{-8} a_w^5 + 7 \times 10^8 a_w^4 - 1 \times 10^9 a_w^3 + 1 \times 10^9 a_w^2 - 6 \times 10^8 a_w + 1 \times 10^8 \quad (3)$$

式中: T ——单位距离渗流时间, h/mm; a_w ——钻井

液水活度。

不同水活度下单位距离龙马溪组页岩渗流时间的实测数据与计算数据对比见图13。

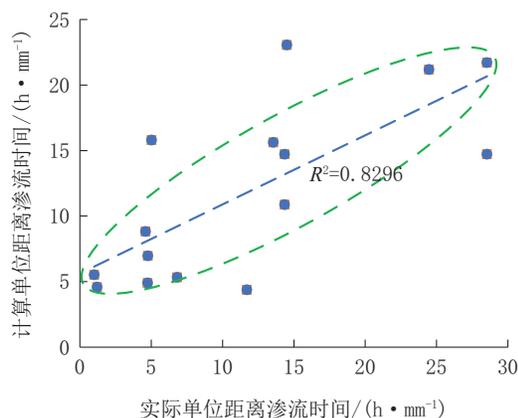


图13 不同水活度下单位距离龙马溪组页岩渗流时间的实测数据与计算数据对比

Fig.13 Comparison between measured data and calculated data of shale seepage time per unit distance under different salt solution water activities

由于盐溶液对页岩水化和渗透率影响机理复杂,盐离子粒径、极性都可影响页岩中粘土矿物晶格取代和层间水化,基于不同的盐离子类型分类更易明确水活度对页岩水化及渗透率的影响规律。因此,基于上述实验,总结不同盐离子类型下,盐溶液水活度与秀山龙马溪组页岩渗透率变化规律,结果如表8所示。结果显示,对于秀山龙马溪组页岩,基于不同盐溶液水活度的测渗透率表现出不同的趋势线规律,NaCl和HCOOK溶液渗透率存在峰值及达到峰值的最优水活度,且决定系数(R^2)可达0.9631和0.9703。HCOONa溶液具有最低的决定系数,是由于在高含量盐溶液下,液测渗透率一直维持在低值,其趋势线类似一条平行直线。当水活度升高至接近1时,液测渗透率迅速增大,导致决定系数偏低。

4 结论

(1)在相同浓度的各种盐溶液中,阻缓秀山龙马溪组页岩孔隙压力传递能力最强的盐溶液为HCOONa。

(2)具有较好的阻止孔力传递的5种类型和浓度的盐溶液是20% HCOONa、5% HCOONa、20% KCl、20% HCOOK和5% NaCl。对于相同类型的

表8 不同盐类处理剂类型下秀山龙马溪组页岩
渗透率与水活度变化规律

Table 8 Formula of permeability and water activity
under different ions and their concentrations

离子类型	拟合关系式	R^2
NaCl	$k = -0.084a_w^2 + 0.1562a_w - 0.0724$	0.9631
KCl	$k = -8E^{-7}a_w^{-77.88}$	0.9937
CaCl ₂	$k = 6E^{-2}4e^{48.97a_w}$	0.9568
HCOONa	$k = 2E^{-3}6e^{78.23a_w}$	0.9775
HCOOK	$k = 0.6944a_w^2 - 1.3181a_w + 0.6255$	0.9703

盐溶液,最高的浓度并不总能具有最好的阻缓页岩孔隙流体传递的能力。

(3)在粘土矿物成分比较一致情况下,盐溶液贯穿秀山龙马溪组页岩孔隙所需时间相对于人工压制页岩,单位距离下渗流时间平均长90.11%;秀山龙马溪组页岩比人工压制页岩在同一浓度和同一类型盐溶液下的平均渗透率低99.14%。

(4)对于实际渗透率和渗流时间,人工页岩与龙马溪组页岩由于纳米孔隙等因素的客观差距,其特征系数与真实页岩相差大于90%。

(5)针对秀山龙马溪组页岩,提出了基于水活度的单位距离渗流时间模型,以及不同盐离子下的水活度-渗透率公式。

在后续研究中,将考虑地层压差的影响,将盐溶液水活度、页岩膜效率与页岩润湿性等因素结合起来,以期掌握盐溶液对页岩井壁稳定的综合影响规律。

参考文献(References):

- [1] 孙金声,刘敬平,闫丽丽,等.国内外页岩气水井基钻井液技术现状及中国发展方向[J].钻井液与完井液,2016,33(5):1-8.
SUN Jinsheng, LIU Jingping, YAN Lili, et al. Current status of shale gas well water-based drilling fluid technology at home and abroad and China's development direction [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33(5): 1-8.
- [2] 李方,蒲小林,罗兴树,等.几种有机盐溶液活度及抑制性实验研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2009,31(3):134-137.
LI Fang, PU Xiaolin, LUO Xingshu, et al. Experimental research on the activity and inhibition of several types of organic salt solution [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science Edition), 2009, 31(3): 134-137.
- [3] 聂海宽,张金川.页岩气藏分布地质规律与特征[J].中南大学学报(自然科学版),2010,41(2):700-708.
NIE Haikuan, ZHANG Jinchuan. Shale gas reservoir distribution geological law, characteristics and suggestions [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2010, 41(2): 700-708.
- [4] Van Oort E. On the physical and chemical stability of shales [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003, 38(3-4): 213-235.
- [5] 闫传梁,邓金根,蔚宝华,等.页岩气储层井壁坍塌压力研究[J].岩石力学与工程学报,2013,32(8):1595-1602.
YAN Chuanliang, DENG Jingen, WEI Baohua, et al. Study on collapse pressure of shale gas reservoir wall [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2013, 32(8): 1595-1602.
- [6] Riley M, Young S, Stamatakis E, et al. Wellbore Stability in unconventional shales—The design of a nano-particle fluid [C]// Society of Petroleum Engineers. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, 2012.
- [7] 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 of hydration crack development of hard and brittle shale [J]. Acta Petroleum Sinica, 2012, 33(1): 137-142.
- [8] 邱正松,李健鹰,龙万成,等.无机盐抑制页岩分散的作用探讨[J].油田化学,1994(4):283-286.
QIU Zhengsong, LI Jianying, LONG Wancheng, et al. Discussion on the role of inorganic salts in inhibiting shale dispersion [J]. Oilfield Chemistry, 1994(4): 283-286.
- [9] 肖志强,贾善坡,元宪寅,等.流-固-化耦合条件下硬脆性泥页岩井壁渐进破坏效应探讨[J].中南大学学报(自然科学版),2019,50(10):2464-2480.
XIAO Zhiqiang, JIA Shanpo, QI Xianyin, et al. Hydraulic-mechanical-chemical coupling evaluation for progressive failure of hard brittle shale wellbore [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2019, 50(10): 2464-2480.
- [10] 张立新,刘瑞.高密度油基钻井液在阳101H3-6井长水平段的应用[J].钻探工程,2021,48(7):79-83.
ZHANG Lixin, LIU Rui. Application of high-density oil-based drilling fluid in the long horizontal section of Well Yang101H3-6 [J]. Drilling Engineering, 2021, 48(7): 79-83.
- [11] Khodja M, Canselier JP, Bergaya F, et al. Shale problems and water-based drilling fluid optimisation in the Hassi Messaoud Algerian oil field [J]. Applied Clay Science. 2010, 49(4): 383-393.
- [12] 吴晶晶,张绍和,曹函,等.湘西北下寒武统牛蹄塘组页岩气储层可压裂性评价[J].中南大学学报(自然科学版),2018,49(5):1160-1168.
WU Jingjing, ZHANG Shaohe, CAO Han, et al. Fracability evaluation of shale gas reservoir in lower cambrian Niutitang Formation, northwestern Hunan [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2018, 49(5): 1160-1168.
- [13] Cai J, Chenevert ME, Sharma MM, et al. Decreasing water in-

- vasion into Atoka shale using nonmodified silica nanoparticles [J]. SPE Drill Completion, 2012, 27(1):103-112.
- [14] 屈沉治,孙金声,苏义脑.新型纳米复合材料的膜效率研究[J].石油钻探技术,2008(2):32-35.
QU Yuanzhi, SUN Jinsheng, SU Yinao. Research on the membrane efficiency of new nanocomposites [J]. Petroleum Drilling Technology, 2008(2):32-35.
- [15] 马天寿,陈平.层理性页岩水平井井壁稳定性分析[J].中南大学学报(自然科学版),2015,46(4):1375-1383.
MA Tianshou, CHEN Ping. Analysis of wellbore stability for horizontal wells in stratification shale [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2015, 46(4):1375-1383.
- [16] 刘敬平,孙金声.钻井液活度对川滇页岩气地层水化膨胀与分散的影响[J].钻井液与完井液,2016,33(2):31-35.
LIU Jingping, SUN Jinsheng. Effects of drilling fluid activity on hydration and dispersion of formation rocks in shale gas drilling in Chuan-Dian area[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33(2):31-35.
- [17] 毛惠,邱正松,付建国,等.聚合物基纳米SiO₂的制备及钻井液性能[J].中南大学学报(自然科学版),2015,46(7):2564-2570.
MAO Hui, QIU Zhengsong, FU Jianguo, et al. Synthesis and drilling fluid performance of polymer based nano-silica composite[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2015, 46(7):2564-2570.
- [18] 王森,陈乔,刘洪,等.页岩地层水基钻井液研究进展[J].科学技术与工程,2013,13(16):4597-4602.
WANG Sen, CHEN Qiao, LIU Hong, et al. Research progress of water-based drilling fluids in shale formations [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(16):4597-4602.
- [19] 邱正松,钟汉毅,黄维安.新型聚胺页岩抑制剂特性及作用机理[J].石油学报,2011,32(4):678-682.
QIU Zhengsong, ZHONG Hanyi, HUANG Weian. Characteristics and mechanism of new polyamine shale inhibitors [J]. Acta Petroleum Sinica, 2011, 32(4):678-682.
- [20] Dehghanpour H, Lan Q, Saeed Y, et al. Spontaneous imbibition of brine and oil in gas shales: effect of water adsorption and resulting microfractures [J]. Energy & Fuels, 2013, 27(6):3039-3049.
- [21] Sulucarnain ID, Sondergeld CH, Rai CS. An NMR study of shale wettability and effective surface relaxivity [C]//Society of Petroleum Engineers. SPE Canadian Unconventional Resources Conference, 2012.
- [22] 蒲晓林,罗兴树,李燕梅,等.甲酸盐与无机盐抑制性的比较评价[J].油田化学,2000(2):104-106.
PU Xiaolin, LUO Xingshu, LI Yanmei, et al. Comparative evaluation of the inhibition of formate and inorganic salts [J]. Oilfield Chemistry, 2000(2):104-106.
- [23] 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. Effect of hydration and wettability on crack growth of shale formations [J]. Petroleum Experimental Geology, 2014, 36(6):780-786.
- [24] Zeynali ME. Mechanical and physico-chemical aspects of wellbore stability during drilling operations [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 82:120-124.
- [25] Yang X, Shang Z, Liu H, et al. Environmental-friendly salt water mud with nano-SiO₂ in horizontal drilling for shale gas [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 156:408-418.
- [26] Anderson R L, Ratcliffe I, Greenwell H C, et al. Clay swelling—A challenge in the oilfield [J]. Earth-Science Reviews, 2010, 98(3-4):201-216.
- [27] Fritz S J. Ideality of clay membranes in osmotic processes: A review [J]. Clays and Clay Minerals, 1986, 34(2):214-223.
- [28] Rousseau-Gueutin P, Gonçalves J, Violette S. Osmotic efficiency in Callovo-Oxfordian argillites: Experimental vs. theoretical models [J]. Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C, 2008, 33:S106-S113.

(编辑 荐华)