

# 维持页岩井壁稳定的物理封堵模拟和 化学抑制实验研究

杨现禹<sup>1</sup>, 蔡记华<sup>\*1</sup>, 蒋国盛<sup>\*1</sup>, 石彦平<sup>1</sup>, 陈书雅<sup>1</sup>, 魏朝晖<sup>1</sup>, 谢章建<sup>2</sup>

(1. 中国地质大学(武汉)工程学院, 湖北 武汉 430074; 2. 广州地铁设计研究院股份有限公司, 广东 广州 510010)

**摘要:**页岩气作为一种储量巨大的非常规能源,是实现现代多元能源体系的重要一环。本文采用HKY-3压力传递实验仪研究不同盐溶液对页岩井壁稳定的影响规律。此外,基于离散元颗粒流模型,重构纳米颗粒拖拽力,模拟流体粘度及颗粒粒径、浓度、形状对页岩孔隙封堵效率。结果表明:(1)物理封堵方面,颗粒大小和浓度明显影响封堵效率,当颗粒最大值小于孔隙出口时,颗粒粒径由出口尺寸的1/5增加到出口尺寸的1/3和1/2时,孔隙封堵效率分别增加13%和23%。(2)流体物性对页岩纳米孔隙的封堵效果表明,粘度5 mPa·s时纳米颗粒封堵效率比1 mPa·s时高16.26%。(3)化学抑制方面,阻滞页岩孔隙压力传递的最佳的盐溶液及其浓度为20% HCOONa。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理论和技术基础。

**关键词:**龙马溪组页岩;页岩气;井壁稳定;水化;物理封堵;化学抑制

**中图分类号:** P634; TE25    **文献标识码:** A    **文章编号:** 2096-9686(2021)04-0037-10

## Physical plugging simulation and chemical inhibition experiment for wellbore stability in shale

YANG Xianyu<sup>1</sup>, CAI Jihua<sup>\*1</sup>, JIANG Guosheng<sup>\*1</sup>, SHI Yanping<sup>1</sup>, CHEN Shuya<sup>1</sup>, WEI Zhaohui<sup>1</sup>, XIE Zhangjian<sup>2</sup>

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

2. Guangzhou Metro Design and Research Institute Co., Ltd., Guangzhou Guangdong 510010, China)

**Abstract:** Shale is a typical low-permeability sedimentary rock, and wellbore stability in shale has always been a difficult and hot spot in shale gas (oil) exploration and development at home and abroad. In this paper, experimental testing, microscopic observation, theoretical analysis and numerical simulation are used to study the influence of salt solutions on the physical-chemical seepage performance of shale under shale pressure transfer experiments. Furthermore, a numerical simulation model is provided to program and reconstruct the mechanical model of particles in nanopores, and to simulate the influence of particle size, concentration, shape and fluid viscosity on shale pore plugging efficiency. The results show that: (1) Particle size and concentration can affect plugging efficiency in terms of physical plugging. When the particle size does not exceed the outlet size, with increase of the particle size from 1/5 to 1/3 and 1/2 of the outlet size, the particle blocking effect increases by 13% and 23% as particle concentration is

**收稿日期:** 2020-10-14; **修回日期:** 2021-01-25    **DOI:** 10.12143/j.ztgc.2021.04.005

**基金项目:** 国家自然科学基金项目“纳米颗粒钻井液离散元流固耦合模拟与页岩孔隙封堵机理研究”(编号:42002311);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);自然资源部深部地质钻探技术重点实验室开放基金项目(编号:KF201904);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(编号:CUG2019118)

**作者简介:** 杨现禹,男,汉族,1992年生,特任副教授,地质工程专业,工学博士,主要从事纳米钻井液和流体动力学研究,湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号,xy@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,博士,主要从事井壁稳定和储层保护研究工作,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,地质工程科技部国际合作基地主任,教授,博士生导师,地质工程专业,博士,从事非常规地质能源勘探与开发领域的教学和科研工作,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. 维持页岩井壁稳定的物理封堵模拟和化学抑制实验研究[J]. 钻探工程, 2021, 48(4): 37-46.

YANG Xianyu, CAI Jihua, JIANG Guosheng, et al. Physical plugging simulation and chemical inhibition experiment for wellbore stability in shale[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(4): 37-46.

5wt%。(2) Change of fluid physical properties affects shale nanopore plugging. The plugging efficiency of 5 mPa·s nanoparticle solution is 16.26% higher than that of 1mPa·s nanoparticle solution. (3) In terms of chemical inhibition, the best salt solution and its concentration to prevent the transmission of shale pore pressure are 20% HCOONa. The research results can provide a good theoretical and technical basis for the selection of water-based drilling fluid systems suitable for Longmaxi shale drilling.

**Key words:** Longmaxi Formation shale; shale gas; wellbore stability; hydration; physical plugging; chemical inhibition

## 0 引言

页岩气作为重要的非常规天然气,储量丰富且达到商业开采条件。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液。维持井内压力大于地层孔隙压力(但不高于破裂压力)是页岩气钻井、深部地质钻探较合理的安全开采方式<sup>[1-4]</sup>。随着钻井液持续侵入页岩地层,水化会诱发井壁坍塌、缩径或卡钻事故<sup>[5]</sup>。此外,页岩水化是一个渐进过程,随着钻井液中水分逐渐进入页岩纳米孔隙深处,页岩中的粘土矿物水化,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<sup>[6-8]</sup>。

页岩地层具有2大特性:易水化和纳米孔隙发育。传统的封堵材料尺寸较大难以彻底封堵页岩孔隙,无法抑制页岩水化维持井壁稳定<sup>[9]</sup>。而要解决这些问题,就需要在维持井壁稳定的同时尽可能地降低钻井液侵入。加入纳米材料封堵页岩孔隙是增强井壁稳定性的有效方法之一<sup>[10-12]</sup>。由于纳米材料在物理尺度上与页岩纳米孔隙匹配,当纳米颗粒运移至页岩孔隙深部时,颗粒堆积并阻滞水分的再次侵入<sup>[13]</sup>。

随着国内外深部地质钻探和非常规油气田勘探区域的不断拓展,传统的钻井液难以满足现代钻探需要<sup>[14-17]</sup>。因此,研究人员将关注重点放在了新型材料的研发及应用上,其中纳米材料得到了广泛关注<sup>[18-19]</sup>。近10年内,纳米颗粒在石油、天然气和非常规能源领域应用方面的文章逐年增加,且增幅逐渐增大<sup>[20-22]</sup>。但是,主要集中在纳米材料实验类内容,理论文章有一定增加,但增幅有限。Sharma等<sup>[23]</sup>针对Barnett页岩建立了一套包含纳米颗粒的新型水基钻井液体系,其流变和润滑效果良好,钻井液侵入量减少了10~100倍。陶怀志等<sup>[24]</sup>研制的纳米无土相强封堵钻井液体系在威远H3-1井取得了良好的应用效果。田月昕等<sup>[25]</sup>研制的纳米封堵剂可对页岩地层微裂隙和孔隙进行有效封堵,表现

出良好的封堵特性。

在化学抑制页岩水化方面,Bol和Haimson等人研究了页岩“甜点区”的水化抑制问题,发现更长的水平截面和沉浸时间可能导致严重的井壁失稳问题<sup>[26]</sup>。同时,水会引起页岩中孔隙压力的增加和有效支撑应力的降低,增加了井壁失稳的可能性<sup>[27-29]</sup>。减少钻井液中水分比例是维持井壁稳定的可行方式之一。而盐离子容量与页岩膜效率和渗透压有关<sup>[30]</sup>,结果表明,与各种盐溶液接触的页岩的膜效率均低于10%<sup>[31-32]</sup>。此外,膜效率与渗透率呈负相关,与阳离子交换容量(CEC)呈正相关<sup>[33]</sup>。Brandt<sup>[34]</sup>建立了页岩的物质传输和能量传输模型,并提出了非平衡热力学。同时,Ma等<sup>[35]</sup>提出了页岩气储层的化学-物理耦合模型,模型包括渗透压梯度的溶剂流量方程,且渗透压与膜效率成正比。孙金声等<sup>[36]</sup>研制的水基钻井液体系,抗压强度与常规水基钻井液浸泡下的页岩相比,其降低幅度大幅减小,能有效减缓页岩抗压强度的降低速度。

综合考量经济性和绿色环保性,水基钻井液相对于油基钻井液,更具应用前景<sup>[37-39]</sup>。基于物理封堵和化学抑制综合作用,纳米颗粒物理封堵页岩孔隙,盐溶液化学抑制页岩水化。然而,纳米材料在页岩纳米孔隙中的运移和封堵规律并不明确,颗粒物性改变在纳米尺度上对封堵的影响效果也并不了解。因此,本文通过流体动力学模拟研究不同纳米颗粒对页岩孔隙的物理封堵性能影响,通过页岩压力传递实验仪研究盐溶液在压差作用下对页岩化学渗流性能的影响,研究内容可为抑制页岩水化和维持页岩气水平井井壁稳定提供基础。

## 1 实验材料和仪器

### 1.1 实验材料

纳米SiO<sub>2</sub>分散液(质量浓度30%)、氯化钠、氯化钾、氯化钙、甲酸钠和甲酸钾。

实验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”)。利用岩心钻取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。

### 1.2 实验仪器

X-射线衍射仪,扫描电子显微镜(SEM), Dimension Edge™ AFM原子力显微镜, HKY-3页岩压力传递实验装置, Novasina Labswift水活度测试仪, QBZY全自动表面张力仪, 岩心切割机和压片机, 岩心钻取机, LCMP-1A金相式样磨抛机等。

## 2 实验方法

### 2.1 页岩X射线衍射与微观结构分析

龙马溪组页岩的采样位置位于重庆市秀山县。X射线衍射(XRD)结果显示秀山龙马溪组页岩石英含量50%左右,粘土矿物含量23%。因此,此页岩样品中以石英含量为主,脆性高,粘土矿物含量适中。实验测得秀山龙马溪组页岩的平均TOC结果为2.95%。

原子力显微镜(AFM)测试可用于定量测量表面特征。图1为龙马溪组页岩3D表面形貌,可基于对角线切线生成3D表面形貌,从而掌握龙马溪组页岩高程曲线。高程曲线数据显示,顶端高度约为268 nm,底端高度约为-35 nm,高度差为303 nm左右(图1)。结果表明,龙马溪组页岩的表面高程为纳米尺度,此外,3D图像表明孔隙间距为1 μm左右。

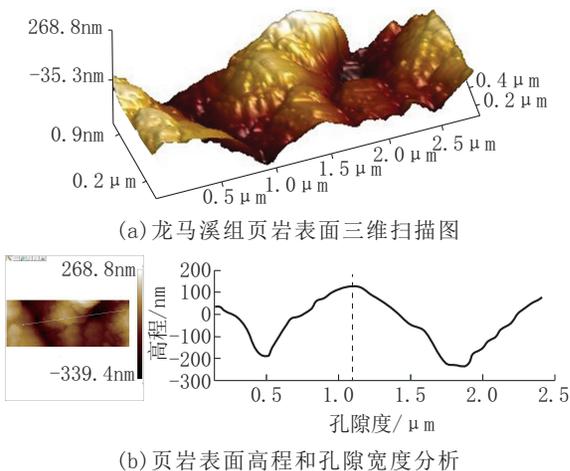


图1 龙马溪组页岩表面的原子力显微镜(AFM)扫描图<sup>[40]</sup>

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

### 2.2 物理封堵数值模拟方法

目前纳米颗粒钻井液对页岩孔隙的封堵效果多限于物理实验数据,钻井液中纳米颗粒侵入页岩孔隙后的运移、动态堆积与微观封堵机理并不明确。基于流体动力学计算和离散元在微观尺度上模拟颗粒悬浮液封堵页岩孔隙。由于颗粒粒径为纳米级,所受拖拽力与常规尺寸不同,为精准拟合和预测,整理可用实验数据和经验公式,编写程序修正标准拖拽方程。纳米颗粒封堵页岩孔隙示意如图2所示。

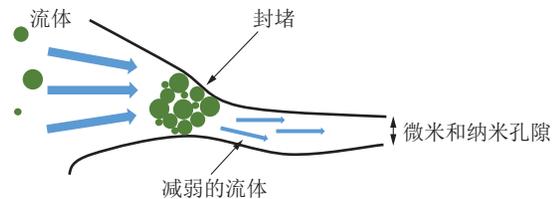


图2 颗粒封堵孔隙示意

Fig.2 Schematic diagram of particles plugging pores

释放颗粒的浓度和颗粒尺寸可调节,因此,能够模拟不同颗粒参数下的页岩孔隙封堵效果。颗粒浓度设置不能过低,否则无法形成有效封堵和架桥。通过监测孔隙中颗粒数量和压力,结合数据可视化,可定量判断封堵效果。

建立颗粒释放区域,颗粒由释放区域释放后开始启动颗粒追踪模式,每个颗粒释放速度相同,颗粒方向随机,此方法可拟合真实颗粒进入页岩孔隙过程。瞬态模拟可以监控每一步的颗粒运动状态,从而掌握整个封堵过程。颗粒大小可调节,可模拟后期颗粒大小复配封堵效果。当颗粒被释放进入页岩孔隙后,颗粒的每一步计算都会被追踪。采用3D模型,添加双精度计算模式,同时采用无滑移边界,页岩孔隙壁面采用弹性边界<sup>[41]</sup>。模型考虑重力因素和颗粒旋转。

假定钻井液是连续的,根据质量守恒方程和动量守恒,基于局部维纳斯托克斯方程,含纳米颗粒钻井液流体可由下列等式描述:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{u}) = S_m \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \vec{u}) + \nabla \cdot (\rho \vec{u} \vec{u}) = -\nabla p + \nabla \cdot (\vec{\tau}) + \rho \vec{g} + \vec{F} \quad (2)$$

式中:  $\rho$ ——密度, kg/m<sup>3</sup>;  $S_m$ ——分散相添加至连续相的质量, kg;  $\vec{u}$ ——流体速度, m/s;  $p$ ——静压力,

Pa;  $\bar{\sigma}$ ——应力张量;  $\rho\vec{g}$ 和 $\vec{F}$ ——重力和外来力, N;  $t$ ——时间, s。

雷诺数  $Re$  公式为:

$$\frac{d\vec{u}_p}{dt} = F_D(\vec{u} - \vec{u}_p) + \frac{\vec{g}(\rho_p - \rho)}{\rho_p} + \vec{F} \quad (3)$$

$$Re = \frac{\rho d_p |\vec{u}_p - \vec{u}|}{\mu} \quad (4)$$

式中:  $F_D$ ——颗粒所受额外加速度,  $m/s^2$ ;  $\rho_p$ ——纳米颗粒的密度,  $kg/m^3$ ;  $\vec{u}_p$ ——颗粒速度,  $m/s$ ;  $\vec{u}$ ——流体相速度,  $m/s$ ;  $\vec{F}$ ——单位颗粒质量所受的阻力, N;  $\mu$ ——流体相粘度,  $Pa\cdot s$ ;  $d_p$ ——纳米颗粒直径,  $m$ 。

颗粒运动方程通过在离散时间步长上逐步积分来实现的。颗粒运动轨迹和颗粒速度可由下述方程计算:

$$\frac{dx}{dt} = u_p \quad (5)$$

$$\frac{du_p}{dt} = a + \frac{1}{\tau_p}(u - u_p) \quad (6)$$

式中:  $a$ ——除颗粒所受阻力以外的其他各因素组成的加速度,  $m/s^2$ ;  $\tau_p$ ——颗粒切力, Pa;  $u_p$ ——颗粒速度,  $m/s$ ;  $u$ ——流体速度,  $m/s$ 。

最终纳米颗粒新位置速度公式为:

$$u_p^{n+1} = u^n + e^{-\frac{\Delta t}{\tau_p}}(u_p^n - u^n) - a\tau_p(e^{-\frac{\Delta t}{\tau_p}} - 1) \quad (7)$$

式中:  $u_p^n$ 和 $u^n$ ——分别为时刻 $n$ 的颗粒和流体速度,  $m/s$ 。

当梯形离散化应用于速度和雷诺数方程, 得到

$$\frac{u_p^{n+1} - u_p^n}{\Delta t} = \frac{1}{\tau_p}(u^* - u_p^*) + a^n \quad (8)$$

式中:  $u^*$ 和 $u_p^*$ ——分别为流体和颗粒速度平均值,  $m/s$ ;  $\Delta t$ ——颗粒在时刻 $n$ 和时刻 $n+1$ 的时间差, s。

在新位置 $n+1$ 处的质点速度由下式得出:

$$x_p^{n+1} = x_p^n + \frac{1}{2}\Delta t(u_p^{n+1} + u_p^n) \quad (9)$$

式中:  $x_p^{n+1}$ ——颗粒在 $n+1$ 时刻的位置,  $m$ 。

页岩孔隙模型设置为曲折管, 相对于直管此设置更符合颗粒运移规律, 与实际实验结果也更为贴切。颗粒粒径可以调节, 材料设置为 $SiO_2$ , 总共选择了10种粒径, 以促进颗粒分级。颗粒的平均直径为 $D_p$ 。流体粘度值为 $1\sim 5\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。每个时间步长为 $0.005\text{ s}$ , 出口直径为 $2\ \mu\text{m}$ (表1)。弯曲部分是流体和颗粒的压力云图(图3)。颗粒在孔的弯曲处和出

口处聚集, 在此过程中, 小颗粒将逐渐从隧道中流出, 大颗粒相互支撑得以封堵出口。

表1 孔隙、网格和颗粒参数

Table 1 Structural parameters of pores and particles

参 数	数 值
孔隙长度/ $\mu\text{m}$	20
孔隙直径/ $\mu\text{m}$	6
孔隙弯折度/ $(^\circ)$	60
孔隙出口直径/ $\mu\text{m}$	2
颗粒释放区域/ $\mu\text{m}^2$	1.4
不同尺寸的颗粒类型	10
平均颗粒直径/nm	400
粘附摩擦系数	0.5
计算模式	压力, 瞬态
颗粒注入模式	表面释放
颗粒追踪模式	非稳态追踪
离散相反射系数	0.5
弹簧缓冲参数	1000
颗粒壁面	反射模式

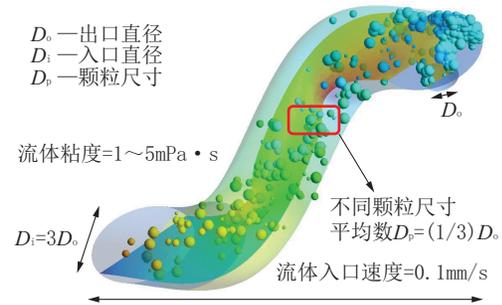


图3 模型设置

Fig.3 Model settings

所有颗粒粒径均不同, 但平均粒径可调节且适中。如果粒径太大, 它们将直接阻塞毛孔, 并且不会产生任何堆积效果。相反, 如果粒径太小, 将很难堵塞出口, 从而导致计算时间长。流体介质是水, 并且流体的粘度依次设置为 $1$ 、 $3$ 和 $5\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。

孔壁设置为具有防滑界面的固定壁。粒子碰撞是反射性的, 壁反射系数分为法向和切向恢复系数。由于颗粒是弹性的且碰撞材料均为纳米二氧化硅, 因此离散相的反射系数被设置为 $0.5$ 。粒子碰撞之间的法向接触力基于spring-dashpot模型, 而粒子碰撞之间的切向接触力则使用黏着摩擦系数和滑动摩擦系数确定(表2)。模型的网格分为2种类

型,即结构化网格和非结构化网格。在释放的早期,网格可以是粗网格。但是,重点是颗粒填充过程,因此该区域的网格必须致密。考虑到时间和精度因素,选择细网格。四面体网格是主体网格,主要用于流体流动和粒子迁移。楔形网格被用作边界网格,以更准确地地区分边界层的接触和碰撞。随着通过网格独立性的验证逐渐完善网格,数据变得更加稳定。当网格数为30000左右时,计算数据逐渐稳定。

表2 流体物理参数

Table 2 Fluid physical parameters

物 理 性 能	参 数
流体性质	H <sub>2</sub> O
流体密度/(kg·m <sup>-3</sup> )	1000
流体粘度/(mPa·s)	1,3,5
导热系数/[W·(m·K) <sup>-1</sup> ]	0.6
温度/K	298.15
pH值	7
颗粒	SiO <sub>2</sub>
颗粒密度/(g·cm <sup>-3</sup> )	2.2
扩散系数	3.5
颗粒粒径分布	Rosin-Rammler

2.3 化学抑制剂实验方法

采用Novasina Labswift水活度仪测试不同盐溶液的盐度,结果见表3。

表3 不同类型、不同浓度盐溶液的盐度值

Table 3 Salinity of different types of salt solutions with different concentrations

盐 类	浓 度(质量比)		
	5%	10%	20%
NaCl	0.023	0.055	0.121
KCl	0.016	0.048	0.077
CaCl <sub>2</sub>	0.008	0.039	0.119
HCOONa	0.023	0.046	0.092
HCOOK	0.020	0.041	0.087

压力传递实验原理为在页岩上游和下游建立压差,保持上游压力恒定,同时监测下游液体压力变化,从而掌握压力传递过程和实时液测渗透率。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。配备的位移传

感器能够实时监测每级荷载条件下的位移变化量。仪器背面具有三并联容器釜,可保证在更换测试溶液的情况下不间断进行实验和数据监测,该装置温度可控(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页岩压力传递装置测试5种类型和3种浓度盐溶液对页岩的压力传递的实验规律。实验数据每60 s记录1次。

3 结果与讨论

3.1 物理封堵数值模拟结果

首先是纳米颗粒粒径对孔隙封堵效果的影响。颗粒尺寸设置为出口尺寸的1/2、1/3和1/5。释放颗粒粒径不能大于孔隙出口尺寸,否则,单一颗粒超过出口尺寸完成封堵,无颗粒堆积和填充过程,颗粒其他参数对封堵的影响规律也无从揭示。此时颗粒浓度为5%,如图4所示,随着计算时间的增长,颗粒堆积数增多并逐渐趋于稳定。颗粒粒径由出口尺寸的1/5增加到出口尺寸的1/3和1/2时,孔隙封堵效率分别增加13%和23%。

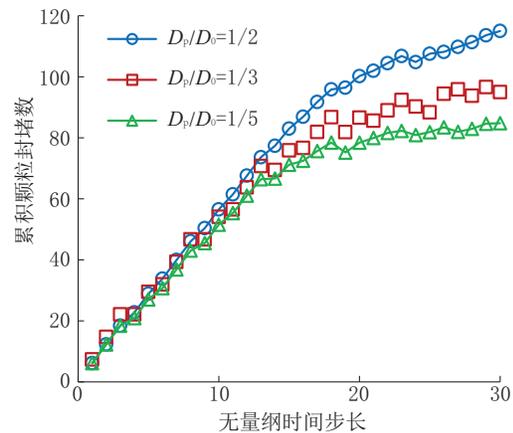


图4 颗粒直径对封堵效率的影响

Fig.4 Effect of particle diameter on plugging efficiency

纳米颗粒浓度对孔隙封堵同样有显著效果,分别设置颗粒浓度为1%、5%和11%。此时,颗粒粒径设置为出口尺寸的1/3。因为,低浓度纳米颗粒形成有效架桥所需时间较长,或者不能形成有效架桥。相反的,如果颗粒尺寸设置过大,封堵速度过快,会间接导致纳米颗粒浓度对封堵效果的影响不明显。结果表明,11%和5%的颗粒浓度相对于1%颗粒浓度封堵效率提高74.78%和50%(图5)。

页岩水化是一个长时间的过程,基于X射线计

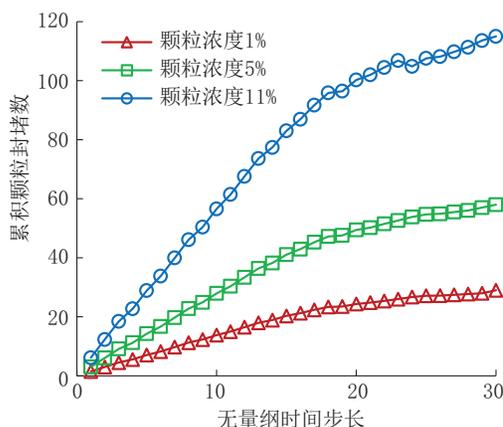


图5 颗粒浓度对封堵效率的影响

Fig.5 Effect of particle concentration on plugging efficiency

算机断层成像技术,对页岩造成25%伤害需要15 d<sup>[42]</sup>。实际工作状况表明,页岩孔隙封堵无需在短时间内完成,这也为低浓度纳米颗粒封堵创造了有利条件和可行性。

当颗粒并非球形时,颗粒之间的接触力关系会更加复杂。DEM模型可将非圆颗粒通过数学近似,从而作为圆形颗粒计算。基于此方法,颗粒碰撞模型即可使用圆形颗粒接触模型。

此时需要形状因子参数来做数学近似, $\theta$ 定义为:

$$\theta = \frac{s}{S} \quad (10)$$

式中: $s$ ——球体表面积,  $m^2$ ;  $S$ ——颗粒实际表面积,  $m^2$ 。

$\theta$ 越趋近于1,纳米颗粒越趋近于球形。颗粒形状越不规则,纳米颗粒封堵页岩孔隙效率越高(图6)。当 $\theta$ 为0.25时,粗糙纳米颗粒封堵效率比相对于圆形颗粒封堵效率高14%。而 $\theta$ 为0.5和0.75时,纳米颗粒封堵效率几乎一致。

改变纳米颗粒物理特性可调节纳米孔隙颗粒封堵效果。同时,研究改变流体物性对页岩纳米孔隙封堵效果。

图7为不同粘度下1%纳米颗粒浓度的纳米颗粒封堵效率。实验结果表明,随着计算时间的增长,累积的颗粒封堵数下降。主要原因为颗粒浓度低,无法形成有效封堵。因此,在积累的初始阶段,出口没有被充分密封,颗粒与流体一起从出口流出。当纳米颗粒浓度为1%时,粘度的增加可以显

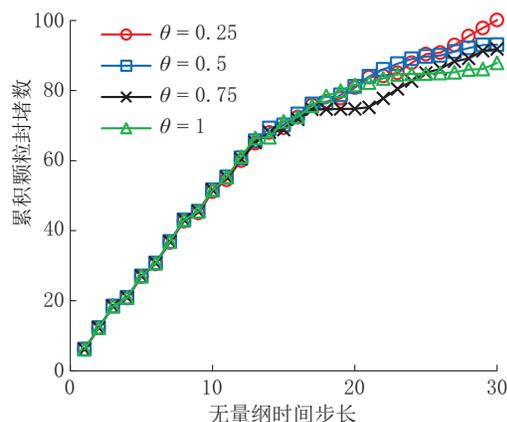


图6 颗粒形状对封堵效率的影响

Fig.6 Effect of particle shape on plugging efficiency

著改善封堵效果。5 mPa·s 纳米颗粒溶液的封堵效率比1 mPa·s 纳米颗粒溶液的封堵效率高16.26%。因此,将粘度增加到5 mPa·s是在1%的颗粒浓度下提高封堵效率的有效方法。

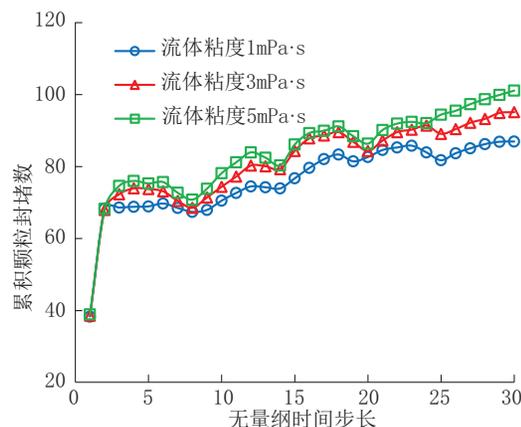


图7 1%颗粒浓度下不同粘度纳米颗粒溶液封堵效果对比

Fig.7 Comparison of blocking effects of nanoparticle solutions with different viscosities at 1% particle concentration

### 3.2 化学抑制实验结果

总结龙马溪组页岩压力传递实验结果,最优的5种类型和浓度的盐溶液是20% HCOONa, 5% HCOONa, 20% KCl, 20% HCOOK 和 5% NaCl (见表4)。因此,并非盐溶液浓度越高,阻滞页岩压力传递的效果越好。

基于表4实验数据,以最优及最差盐溶液压力传递结果为例,描述其压力传递过程。20% HCOONa 压力传递实验结果显示(见图8),下游压力在

表4 龙马溪组页岩压力传递实验结果汇总  
Table 4 Summary of Longmaxi Formation shale seepage process results

页岩编号	盐溶液	浓度(质量比)/%	液测渗透率/mD
1	NaCl	5	$3.4 \times 10^{-5}$
2	NaCl	10	$1.5 \times 10^{-3}$
3	NaCl	20	$3.9 \times 10^{-5}$
4	KCl	5	$1.6 \times 10^{-5}$
5	KCl	10	$1.5 \times 10^{-2}$
6	KCl	20	$2.7 \times 10^{-6}$
7	CaCl <sub>2</sub>	5	$8.9 \times 10^{-4}$
8	CaCl <sub>2</sub>	10	$1.2 \times 10^{-2}$
9	CaCl <sub>2</sub>	20	$2.4 \times 10^{-4}$
10	HCOONa	5	$2.5 \times 10^{-5}$
11	HCOONa	10	$3.5 \times 10^{-4}$
12	HCOONa	20	$2.0 \times 10^{-5}$
13	HCOOK	5	$7.1 \times 10^{-4}$
14	HCOOK	10	$8.0 \times 10^{-4}$
15	HCOOK	20	$9.2 \times 10^{-5}$

141.67 h内未显著增加,下游压力维持在0.2 MPa,液测渗透率为 $3.1 \times 10^{-5}$  mD,渗透率未显著增大。此后,页岩下游压力未继续增加,渗透率也未增加,有利于维持井壁稳定性。

10%CaCl<sub>2</sub>压力传递实验结果显示(见图9),下游压力在0.56 h内未显著增加,渗透率在1.33 h内维持在 $8.5 \times 10^{-4}$  mD。在4.5 h左右液测渗透率由 $8.5 \times 10^{-4}$  mD增大10倍,5.0 h后渗透率快速增加至0.03 mD,此时上下游压力保持一致。

实验数据表明,10%浓度的盐溶液抑制页岩压力传递效果不佳。此外,对于不同页岩,页岩压力传递实验能够明确盐溶液对页岩井壁稳定影响。因为影响孔隙压力传递的因素很多,如盐离子浓度、页岩粘土矿物组成和盐化学分子结构,导致不同盐离子类型下的盐溶液维持井壁稳定效果规律不易确定。

当蒙脱石含量较高,且盐溶液浓度较低时,Ca<sup>2+</sup>抑制效果较好;当盐浓度提升至10%乃至20%时,Ca<sup>2+</sup>抑制效果骤降,K<sup>+</sup>抑制效果变好;上述规律与低浓度下盐溶液阻滞压力传递实验结果是一致的。但是,对于秀山龙马溪组页岩,即蒙脱石含量较低且高盐离子溶度下,流体阻力和化学渗透压为阻滞压力传递的主要因素。

#### 4 结论

(1)在钻井液中,阻滞页岩水化可通过物理封堵和化学抑制相结合的方式。物理封堵方面,颗粒大小和浓度明显影响封堵效率。当颗粒最大值不

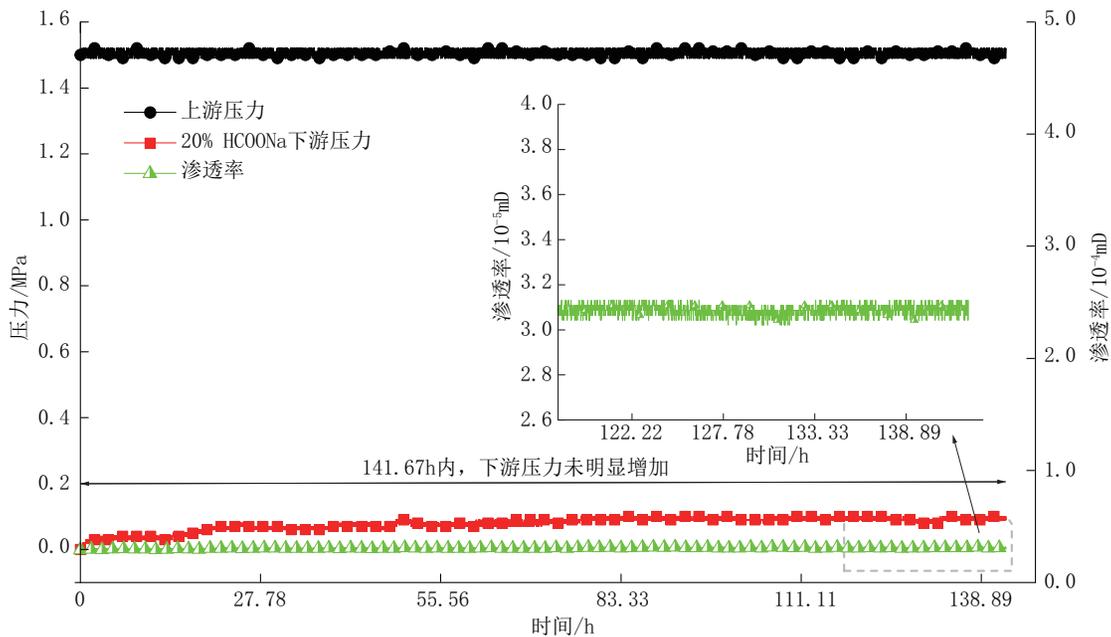
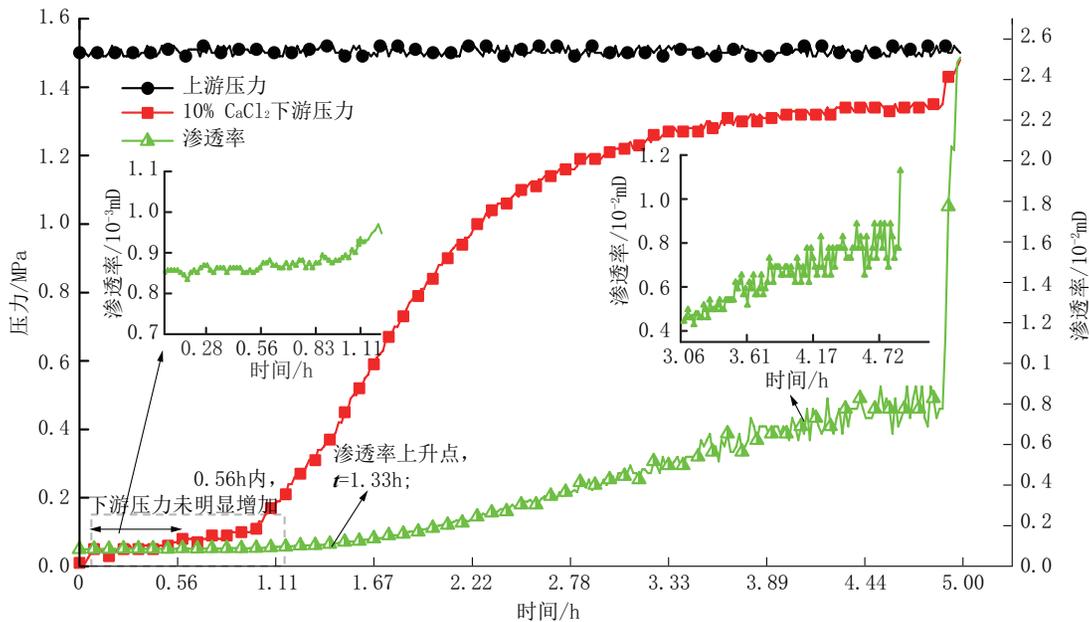


图8 20% HCOONa压力传递实验数据图

Fig.8 20% HCOONa pressure transfer experimental data

图9 10% CaCl<sub>2</sub>压力传递实验数据图Fig.9 10% CaCl<sub>2</sub> pressure transfer experimental data

超过孔隙出口时,颗粒粒径由出口尺寸的1/5增加到出口尺寸的1/3和1/2时,孔隙封堵效率分别增加13%和23%。当颗粒粒径固定为出口尺寸的1/2时,浓度从1%提升至5%和11%时,封堵效率增加50%和75%。

(2)流体物性对页岩纳米孔隙封堵效果具有一定的影响。当纳米颗粒浓度为1%时,粘度的增加可以显著改善封堵效果,5 mPa·s纳米颗粒溶液的封堵效率比1 mPa·s纳米颗粒溶液的封堵效率高16.26%。

(3)化学抑制方面,阻止页岩孔隙压力传递的最好盐溶液及其浓度为20% HCOONa,最差盐溶液及其浓度为10% CaCl<sub>2</sub>。

#### 参考文献(References):

- [1] Van Oort E. On the physical and chemical stability of shales[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003, 38(3-4): 213-235.
- [2] 高德利. 大型丛式水平井工程与山区页岩气高效开发模式[J]. 天然气工业, 2018, 38(8): 1-7.  
GAO Deli. A high-efficiency development mode of shale gas reservoirs in mountainous areas based on large cluster horizontal well engineering[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(8): 1-7.
- [3] 赵全民, 张金成, 刘劲歌. 中国页岩气革命现状与发展建议[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2019, 46(8): 1-9.  
ZHAO Quanmin, ZHANG Jincheng, LIU Jingge. Status of chi-

nese shale gas revolution and development proposal[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2019, 46(8): 1-9.

- [4] 蒋国盛, 王荣璟. 页岩气勘探开发关键技术综述[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2013, 40(1): 3-8.  
JIANG Guosheng, WANG Rongjing. Review of key technology for shale gas exploration and development[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2013, 40(1): 3-8.
- [5] 董大忠, 邹才能, 戴金星, 等. 中国页岩气发展战略对策建议[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 397-406.  
DONG Dazhong, ZOU Caineng, DAI Jinxing, et al. Suggestions on the development strategy of shale gas in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 397-406.
- [6] 张东晓, 杨婷云. 页岩气开发综述[J]. 石油学报, 2013, 34(4): 792-801.  
ZHANG Dongxiao, YANG Tingyun. An overview of shale-gas production[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(4): 792-801.
- [7] 陈晨, 孙友宏. 油页岩开采模式[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2010, 37(10): 26-29.  
CHEN Chen, SUN Youhong. Mining mode for oil shale[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2010, 37(10): 26-29.
- [8] 张金成. 涪陵页岩气田水平井组优快钻井技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2016, 43(7): 1-8.  
ZHANG Jincheng. Optimal and fast drilling technology for horizontal wells in fuling shale gas field[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2016, 43(7): 1-8.

- [9] 杨峰, 宁正福, 胡昌蓬, 等. 页岩储层微观孔隙结构特征[J]. 石油学报, 2013, 34(2): 301-311.  
YANG Feng, NING Zhengfu, HU Changpeng, et al. Characterization of microscopic pore structures in shale reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(2): 301-311.
- [10] 刘凡, 蒋官澄, 王凯, 等. 新型纳米材料在页岩气水基钻井液中的应用研究[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(1): 27-33.  
LIU Fan, JIANG Guancheng, WANG Kai, et al. Research on application of a novel nanophase material in water base drilling fluids for shale drilling[J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2018, 35(1): 27-33.
- [11] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义[J]. 煤炭学报, 2012, 37(3): 438-444.  
CHEN Shangbin, ZHU Yanming, WANG Hongyan, et al. Structure characteristics and accumulation significance of nanopores in Longmaxi shale gas reservoir in the Southern Sichuan Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(3): 438-444.
- [12] 王伟吉, 邱正松, 钟汉毅, 等. 页岩储层温敏型P(NIPAm-co-AA)/nano-SiO<sub>2</sub>复合封堵剂的制备及特性[J]. 石油学报, 2015, 36(3): 378-384.  
WANG Weiji, QIU Zhengsong, ZHONG Hanyi, et al. Preparation and properties of thermosensitive poly (NIPAm-co-AA)/nano-SiO<sub>2</sub> composite blocking agent for shale gas reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(3): 378-384.
- [13] 陈星星. 涪陵页岩气田防漏堵漏技术应用研[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2015, 42(3): 11-14.  
CHEN Xingxing. Application research on lost circulation prevention and blocking in Fuling Shale Gas Field[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2015, 42(3): 11-14.
- [14] 姚如钢, 蒋官澄, 李威, 等. 新型抗高温高密度纳米基钻井液研究与评价[J]. 钻井液与完井液, 2013, 30(2): 25-28.  
YAO Rugang, JIANG Guancheng, LI Wei, et al. Research on high temperature and high density of nano-based poly-glycol drilling fluid system[J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2013, 30(2): 25-28.
- [15] 彭振, 王中华, 何焕杰, 等. 纳米材料在油田化学中的应用[J]. 精细石油化工进展, 2011, 12(7): 8-12.  
PENG Zhen, WANG Zhonghua, HE Huanjie, et al. Application of nanomaterials in oilfield chemistry[J]. Progress in Fine Petrochemical Industry, 2011, 12(7): 8-12.
- [16] 王越之, 罗春芝, 刘霞, 等. 新型纳米乳液润滑剂NMR的研制[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 48-50.  
WANG Yuezhi, LUO Chunzhi, LIU Xia, et al. Research and development on a new nanometer emulsion lubricant NMR[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(12): 48-50.
- [17] 白小东, 蒲晓林, 郑艳. 钻井液用纳米处理剂研究[J]. 西南石油大学学报, 2007(S1): 43-45.  
BAI Xiaodong, PU Xiaolin, ZHENG Yan. Nano-additive used in drilling fluid[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007(S1): 43-45.
- [18] 蔡巍, 龚厚平, 邵兆美, 等. 焦页197-4HF井油基钻井液技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2019, 46(5): 28-33.  
CAI Wei, GONG Houping, SHAO Zhaomei, et al. Oil-based drilling fluid technology for Well Jiaoye 197-4HF[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2019, 46(5): 28-33.
- [19] 游云武, 许明标, 由福昌. 硅酸钾钻井液在页岩气水平井中的可行性研究[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2016, 43(7): 116-120.  
YOU Yunwu, XU Mingbiao, YOU Fuchang. Feasibility study of potassium silicate drilling horizontal wells in shale gas[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2016, 43(7): 116-120.
- [20] 马成云, 宋碧涛, 徐同台, 等. 钻井液用纳米封堵剂研究进展[J]. 钻井液与完井液, 2017, 34(1): 1-8.  
MA Chengyun, SONG Bitao, XU Tongtai, et al. Progresses in studying drilling fluid nano material blocking agents[J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2017, 34(1): 1-8.
- [21] 邱伟娜, 闫娜, 叶海超. 国外页岩气钻井液技术新进展[J]. 钻井液与完井液, 2014, 31(6): 76-81.  
DI Weina, YAN Na, YE Haichao. Overseas new progresses in nano drilling fluid technology for shale drilling[J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2014, 31(6): 76-81.
- [22] 单文军, 蒋睿, 陶士先, 等. 页岩气钻探冲液体系的研究与应用[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2016, 43(10): 176-181.  
SHAN Wenjun, JIANG Rui, TAO Shixian, et al. Research and application of the flushing fluid system for shale gas drilling[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2016, 43(10): 176-181.
- [23] Sharma M M, Zhang R, Chenevert M E, et al. A new family of nanoparticle based drilling fluids[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [24] 陶怀志, 吴正良, 贺海. 国产油基钻井液CQ-WOM首次在页岩气威远H3-1井试验[J]. 钻采工艺, 2014, 37(5): 87-90.  
TAO Huaizhi, WU Zhengliang, HE Hai. Tests of oil-base drilling fluid CQ-WOM made in china in weiyuan H3-1 shale gas well[J]. Drilling and Production Technology, 2014, 37(5): 87-90.
- [25] 田月昕, 黄进军, 郭星波, 等. 纳米封堵剂Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>性能评价与机理探究[J]. 化学世界, 2018, 59(7): 440-447.  
TIAN Yuexin, HUANG Jinjun, GUO Xingbo, et al. Performance evaluation and mechanism of Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> nanometer sealing agent[J]. Chemistry World, 2018, 59(7): 440-447.
- [26] Al-Bazali T M, Zhang J, Chenevert M E, et al. Measurement of the sealing capacity of shale caprocks[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum En-

- gineers, 2005.
- [27] Ramachandran V, Fogler H S. Blocking by hydrodynamic bridging during flow of stable colloidal particles within cylindrical pores[J]. *Journal of Fluid Mechanics*, 1999, 385: 129-156.
- [28] 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. Properties and mechanism of a new polyamine shale inhibitor [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(4): 678-682.
- [29] 张红红, 徐会文, 冯哲. 聚合物钻井液防塌机理的试验研究[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2007, 34(1): 44-46.  
ZHANG Honghong, XU Huiwen, FENG Zhe. Experimental research on the instability prevention mechanism of polymer drilling fluid [J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2007, 34(1): 44-46.
- [30] 孙东营, 王武斌, 杜明军, 等. 涪陵页岩气田水基钻井液技术[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2016, 43(7): 19-23.  
SUN Dongying, WANG Wubin, DU Mingjun, et al. Water-based drilling fluid technology for Fuling Shale Gas Field [J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2016, 43(7): 19-23.
- [31] 唐文泉. 泥页岩水化作用对井壁稳定性影响的研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2011.  
TANG Wenquan. Research on the influence of shale hydration on shaft wall stability [D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2011.
- [32] 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 factors affecting the stability of shale shaft lining [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2012, 31(1): 171-179.
- [33] Zhang J G, Al-Bazali T M, Chenevert M E, et al. Factors controlling the membrane efficiency of shales when interacting with water-based and oil-based muds [J]. *SPE Drill Completion*, 2008, 23(2): 150-158.
- [34] Brandt A R. Converting oil shale to liquid fuels: Energy inputs and greenhouse gas emissions of the shell in situ conversion process [J]. *Environmental Science & Technology*, 2008, 42(19): 7489-7495.
- [35] Ma T, Chen P. A wellbore stability analysis model with chemical-mechanical coupling for shale gas reservoirs [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 26: 72-98.
- [36] 孙金声, 刘敬平, 闫丽丽, 等. 国内外页岩气水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. Status quo of water base drilling fluid technology for shale gas drilling in china and abroad and its developing trend in China [J]. *Drilling Fluid and Completion Fluid*, 2016, 33(5): 1-8.
- [37] 刘敬平, 孙金声. 川滇页岩气水平水基钻井液技术[J]. *钻井液与完井液*, 2017, 34(2): 9-14.  
LIU Jingping, SUN Jinsheng. Water base drilling fluid technology for horizontal shale gas drilling in sichuan and yunnan [J]. *Drilling Fluid and Completion Fluid*, 2017, 34(2): 9-14.
- [38] 王建华, 鄢捷年, 丁彤伟. 高性能水基钻井液研究进展[J]. *钻井液与完井液*, 2007, 24(1): 71-75.  
WANG Jianhua, YAN Jienian, DING Tongwei. Progresses in the researches on high performance water base muds [J]. *Drilling Fluid and Completion Fluid*, 2007, 24(1): 71-75.
- [39] 唐国旺, 宫伟超, 于培志. 强封堵油基钻井液体系的研究和应用[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2017, 44(11): 21-25.  
TANG Guowang, GONG Weichao, YU Peizhi. Research and application of strong blocking oil-based drilling fluid system [J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2017, 44(11): 21-25.
- [40] Yang X, Shang Z, Liu H, et al. Environmental-friendly salt water mud with nano-SiO<sub>2</sub> in horizontal drilling for shale gas [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 156: 408-418.
- [41] 杨现禹. 纳米材料增强页岩井壁稳定性的数值模拟与实验研究[D]. 武汉: 中国地质大学, 2019.  
YANG Xianyu. Numerical simulation and experimental research on enhancing shale wellbore stability with nanoparticles [D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2019.
- [42] 马天寿, 陈平. 基于CT扫描技术研究页岩水化细观损伤特性[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.

(编辑 李艺)