

一种自适应纳米封堵剂的研制在水基钻井液体系中的应用研究

贾永红¹, 吴家乐², 张蔚¹, 叶安臣¹, 崔新环¹, 杨丽丽^{2*}

1 中国石油集团西部钻探工程有限公司钻井液公司, 克拉玛依 834000

2 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

* 通信作者, yangll@cup.edu.cn.

收稿日期: 2024-03-18; 修回日期: 2024-07-09

摘要 新疆玛湖井区纳微孔隙裂缝地层发育, 多次出现塌漏同层现象, 导致井壁失稳严重, 严重影响钻井进程。本文采用水溶液聚合方法, 以KH570改性纳米二氧化硅为“核”, 通过加成反应将2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸、聚乙烯吡咯烷酮、二甲基二烯丙基氯化铵接枝在 $mSiO_2$ 表面, 制备了一种抗高温的自适应强封堵剂。实验结果表明, XZ-APA的形态为球形, 尺寸在40~135 nm之间; XZ-APA粒径随温度、浓度变化而自适应膨胀, 温度从25 °C升高至65 °C时, D_{50} 从124.2 nm膨胀为805.5 nm。浓度从0.1 g/L增加至10 g/L时, D_{50} 从105 nm膨胀至3.2 μm , 达到微米级别, 可实现纳微孔隙裂缝地层的多级封堵。砂床实验中, 3%XZ-APA使40~60目、60~80目砂床的漏失量从119 mL、128 mL减少至29 mL、25 mL。压力传递实验中, 3%XZ-APA对玛湖井区的岩心(岩心特征)也具有好的封堵效果, 压力传递速率降低率达72%以上。在钻井液体系中加入2%XZ-APA, 可将40~60目砂床的漏失量从3.2 mL降低至1.2 mL, 可承压6 MPa以上, 使20~40目砂床的漏失量从全漏(300 mL)降低至44 mL, 承压能力从1 MPa升至6 MPa以上, 表明XZ-APA在WBDFs中可以有效封堵, 提高承压能力。同时, 其封堵效果优于常规封堵材料(如沥青等), 且可与常规封堵材料复合使用, 封堵效果更好。本文以XZ-APA为核心处理剂, 形成了一套适用于玛湖井区的抗高温自适应强封堵水基钻井液体系, 有助于解决玛湖井区滤液侵入导致的井壁失稳问题。

关键词 钻井液; 自适应; 封堵剂; 纳米材料; 水基钻井液体系

中图分类号: TE254.4

Study of the application of an adaptive nano-plugging agent in a water-based drilling fluid (WBDF) system

JIA Yonghong¹, WU Jiale², ZHANG Wei¹, YE Anchen¹, CUI Xinhuan¹, YANG Lili²

1 Drilling Fluid Branch Company of WDEC Limited, Karamay 834000, China

2 Key Laboratory of Petroleum Engineering Ministry of Education, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

引用格式: 贾永红, 吴家乐, 张蔚, 叶安臣, 崔新环, 杨丽丽. 一种自适应纳米封堵剂的研制在水基钻井液体系中的应用研究. 石油科学通报, 2024, 09(06): 1034-1043

JIA Yonghong, WU Jiale, ZHANG Wei, YE Anchen, CUI Xinhuan, YANG Lili. Study of the application of an adaptive nano-plugging agent in a water-based drilling fluid (WBDF) system. Petroleum Science Bulletin, 2024, 09(06): 1034-1043. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.06.079

Received: 2024-03-18; Revised: 2024-07-09

Abstract The formation of nano-micropore fractures in the Mahu well area of Xinjiang is developed, and the phenomenon of collapse and leakage in the same layer occurs many times, which leads to serious wellbore instability and seriously affects the drilling process. In this paper, 2-acrylamide-2-methylpropanesulfonic acid, polyvinyl pyrrolidone and dimethyl diallyl ammonium chloride were grafted onto the surface of $mSiO_2$ by aqueous solution polymerization with KH570 modified nano-silica as the 'core'. A self-adaptive strong plugging agent with high temperature resistance was prepared. The experimental results show that the morphology of XZ-APA is spherical, and the size is between 40 nm and 135 nm. The particle size of XZ-APA expanded adaptively with changes of temperature and concentration. When the temperature increased from 25 °C to 65 °C, the D_{50} expanded from 124 nm to 805 nm. When the concentration increases from 0.1 g/L to 10 g/L, the D_{50} expands from 105 nm to 3.2 μm , reaching micron level, which can realize multi-stage plugging of nano-microporous fractured formations. In the sand bed experiment, 3% XZ-APA reduced the leakage of 40~60 mesh and 60~80 mesh sand beds from 119 mL and 128 mL to 29 mL and 25 mL. In the pressure transfer experiment, 3% XZ-APA also has a good plugging effect on the core from the Mahu well area, and the pressure transfer rate is reduced by more than 72%. By adding 2% XZ-APA to the drilling fluid system, the leakage of the 40~60 mesh sand bed can be reduced from 3.2 mL to 1.2 mL, and the pressure bearing capacity can be more than 6 MPa. The leakage of the 20~40 mesh sand bed is reduced from 300 mL to 44 mL, and the pressure bearing capacity is increased from 1 MPa to more than 6 MPa, indicating that XZ-APA can be effectively blocked in WBDFs and improve the pressure bearing capacity. At the same time, its plugging effect is better than that of conventional plugging materials (such as asphalt), and can be used in combination with conventional plugging materials to achieve a better plugging effect. In this paper, XZ-APA is used as the core treatment agent to form a set of water-based drilling fluid systems with high temperature resistance and self-adaptive strong plugging suitable for the Mahu well area, which is helpful to solve the problem of wellbore instability caused by filtrate invasion in the Mahu well area.

Keywords drilling fluid; adaptive; plugging agent; nanometer materials; water based drilling fluid system

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.06.079

0 引言

新疆准噶尔盆地是中国重要的油气盆地之一, 玛湖凹陷是其中一个重要的油田区域, 该区域现为世界上储量最大的砾岩油田, 勘探潜力巨大^[1-3]。在钻井作业过程中, 该区块的上乌尔禾组、白碱滩组及克拉玛依组存在泥岩夹层发育较多纳微孔隙裂缝的特点, 极易坍塌, 钻具摩阻大, 岩屑清除困难。上乌尔禾组乌3段地层坍塌34口井, 其中26口井是因纳微孔隙裂缝发育而导致的井壁坍塌。因此, 如何对该区域的纳微孔隙裂缝进行有效封堵, 提高井壁稳定性成为了解决问题的核心, 但是目前国内外的常规封堵材料^[4-7]的适应范围单一, 仅能封堵单一尺寸的地层孔隙裂缝, 难以实现纳米级和微米级孔隙、微裂缝的多级封堵, 因此亟需研制出具有自适应、强封堵、抗高温的水基钻井液封堵剂来解决玛湖井区因纳微孔隙裂缝发育而导致的井壁坍塌问题。

国内外近年来针对纳米级和微米级的微小孔隙结构的封堵方向主要为纳米材料的研发^[8-9], 主要包括有机纳米封堵剂^[10-13]、无机纳米封堵剂^[14-19]、有机/无机复合纳米封堵剂^[20-21]以及新型智能材料^[22]。其中有机纳米封堵剂具有一定的可压缩性, 可通过外力作用下形成有效封堵, 封堵效果更好; 无机纳米封堵剂材料

硬度大, 抗压能力强, 抗温能力高; 有机/无机复合纳米封堵剂兼具二者的优点, 同时具有封堵效果好、抗高温的特点; 新型智能材料是能够根据外界环境变化做出响应行为的新型材料, 响应行为主要包括温度响应、pH响应、磁响应、 CO_2 响应等, 但以现有的研究进展, 难以实现纳米尺度的封堵。因此, 在面对纳微孔隙裂缝发育地层时, 目前现有的纳米封堵材料难以实现自适应纳米级和微米级孔隙、微裂缝的多级封堵, 只有将纳米封堵材料与地层条件下的响应行为相结合才可能实现自适应多级封堵。

基于此, 针对玛湖井区地层纳微孔隙裂缝发育、易失稳的特点, 选用有机/无机复合纳米材料作为研究对象, 以地层温度、封堵材料浓度为响应条件, 研发出了一种抗高温的新型自适应强封堵剂, 形成高效的自适应强封堵水基钻井液体系及技术, 优化钻井液封堵性能, 阻缓压力传递, 避免水基钻井液侵入地层。

1 地质特征与钻井液技术难点

1.1 地质概况

新疆准噶尔盆地是中国油田的重要开发区域, 油气勘探潜力巨大, 其中玛湖凹陷是目前盆地已发现油气田中富集程度最高的生烃凹陷。该区块中的二叠系

(上乌尔禾组)、三叠系(百口泉组、克拉玛依组、白碱滩组)属于易塌、易漏地层,甚至出现塌漏同层现象。因此,对上述玛湖凹陷井区的地层展开分析,克拉玛依组、上乌尔禾组地层岩性及压力情况见表1。

白碱滩及克拉玛依组泥岩、砂岩发育,底部为一套中厚层灰色含砾细砂岩,钻具阻卡频繁。百口泉组砂砾岩储层含泥岩夹层,水平段钻遇泥岩易发生垮塌、卡钻事故。上乌尔禾组的泥岩夹层发育,极易坍塌。其中乌三段以泥岩、粉砂岩为主,粘土矿物占比61%,蒙皂石以及伊蒙混层,总占比56%,极易水化,易引发垮塌、掉块卡钻。乌二段以岩屑砂岩为主、乌一段以砂砾岩和砾岩为主,属于低孔、低渗储层。砾石依靠粘土矿物胶结,易水化,从而导致砾石易脱落。

1.2 纳微孔隙裂缝发育

玛湖凹陷区域上乌尔禾组纳微孔隙裂缝发育,其中孔隙以纳米级尺度为主,裂缝以微米级尺度为主,例如乌一段、乌二段、乌三段平均孔喉半径分别为466 nm、289 nm、148 nm,乌二段天然裂缝发育,部分砾石间存在26~174 μm 裂缝。上乌尔禾组的乌三段、乌二段岩心电镜扫描微观结构见图1,岩石表面发育微裂缝,缝宽在1 μm 到70 μm 之间,长度5 μm 到300 μm 之间,同时存在孔洞及褶皱结构,钻井液易沿着地层孔隙裂缝结构进入地层,导致地层水化膨胀,从而导致井壁岩石失稳,井壁扩径。

1.3 钻井液技术难点

实现玛湖凹陷井区地层封堵主要存在以下3个钻井液技术难点:(1)玛湖凹陷井区纳微孔隙裂缝发育较多,现有的常规封堵材料无法自适应实现纳米级、微米级孔隙和微裂缝多级封堵。(2)玛湖凹陷井区上乌尔禾组粘土矿物含量很高,易水化从而导致井壁失稳,因此对于钻井液阻缓压力传递的性能提出要

表1 克拉玛依组、上乌尔禾组地层岩性及压力情况

Table 1 Stratigraphic lithology and pressure of Karamay Formation and Shangwuerhe Formation

层系	组/群	地层代号	岩性简述	最小破裂压力/MPa	最大坍塌压力/MPa
三叠系	克上组	T ₂ k ₂	主要为深灰色、灰色泥质细砂岩、含砾细砂岩、泥质粉砂岩与深灰色、灰色泥岩、砂质泥岩不等厚互层。	2.18	1.11
	克下组	T ₂ k ₁	主要为褐色、褐灰色泥岩、粉砂质泥岩、砂质泥岩与灰色泥质粉砂岩、粉-细砂岩不等厚互层,底部为一套中厚层灰色含砾细砂岩。	2.16	1.17
二叠系	上乌尔禾组	P ₃ w ₃	以红褐色泥岩为主夹灰色砂砾岩、含砾砂岩。	2.23	1.11
		P ₃ w ₂	以灰色、绿灰色砂砾岩、含砾细砂岩为主,局部夹薄层褐灰色泥岩。	2.12	1.11
		P ₃ w ₁	以灰色、绿灰色砂砾岩为主,局部夹薄层灰色泥岩。	2.12	1.11

求。(3)上乌尔禾组、克拉玛依组等易坍塌地层较深(4000~6000 m),对钻井液的抗温性能提出了要求。

2 实验部分

2.1 材料与仪器

(1)主要实验材料:自适应封堵剂XZ-APA(实验室自制)、磺化酚醛树脂(SMP-2)、降滤失剂(AP220)、阳离子乳化沥青(FT-401)、白沥青(NFA-25)、磺化褐煤树脂(SPNH)、聚阴离子纤维素(PAC-LV)、氢氧化钠(NaOH)、包被剂(AHB)、碳酸钙(1000目)、氯化钾(KCl)、重晶石(BaSO₄)。

(2)主要实验仪器:GJSS-B12K型变频高速搅拌机、GW300型变频高温滚子加热炉、1103型六速旋转粘度计、恒温磁力搅拌器(T09-1S)、数显恒温水浴

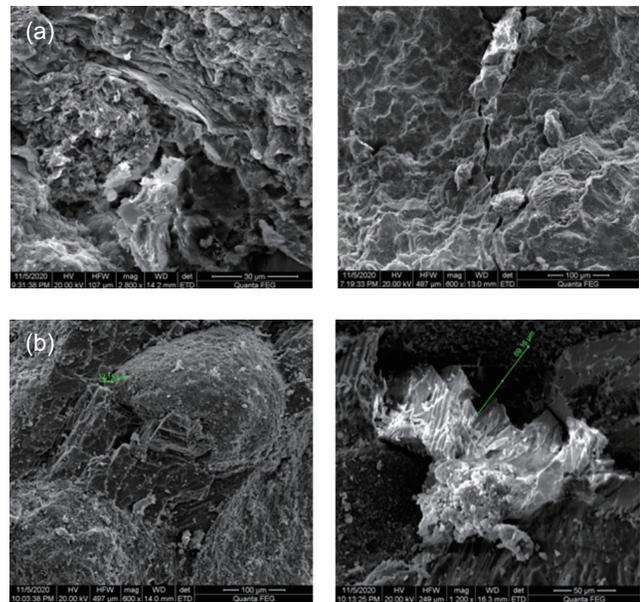


图1 乌三段(a)、乌二段(b)岩心扫描电镜图

Fig. 1 Scanning electron microscope image of the core of P₃w₃(a) and P₃w₂(b)

锅(XMTD203)、LA-960S型激光粒度仪、JEM-2100F型透射电镜、SZ-100型纳米粒度及Zeta电位仪。

2.2 XZ-APA 的制备

将一定量的AMPS加入烧杯中,加入去离子水,以250 rpm转速搅拌均匀后,使用NaOH水溶液调整pH值至弱碱性。将溶液转移至烧瓶中,将AMPS、NVP、DMDAAC各单体按一定量比例加入烧瓶中,以300 rpm转速继续搅拌至均匀。待搅拌均匀后加入定量的交联剂KH570改性 $mSiO_2$,向三口烧瓶中通入氮气20 min至25 min,期间加入 $K_2S_2O_8$,然后升温,待反应完全后,取下三口烧瓶,得到封堵剂产品XZ-APA,有效单体含量为总含量的三分之一。

2.3 XZ-APA 的结构表征方法

透射电镜分析:使用JEM-2100F型透射电镜对XZ-APA的微观形貌进行观察,将浓度为1 g/L的XZ-APA点滴在膜片上,风干后进行透射电镜分析。

2.4 自适应性能评价方法

封堵剂材料的粒径大小是封堵效果的重要因素,为了研究封堵剂XZ-APA的粒径在温度、浓度条件下的自适应性能变化,使用SZ-100型纳米粒度仪分别对25℃、35℃、45℃、55℃、65℃下的0.1 g/L的XZ-APA的粒径分布进行测试,分析温度响应下的粒径变化。使用SZ-100型纳米粒度仪、LA-960S型激光粒度仪(微米级)分别对150℃热滚16 h前后的0.1 g/L、10 g/L的XZ-APA的粒径分布进行测试,分析不同浓度的粒径变化以及老化前后的粒径变化。

2.5 XZ-APA 的封堵性能评价方法

砂床封堵评价:选用不同粒径(20~40目、40~60

目、60~80目)石英砂,使用GG571-A型高温高压失水仪评价自适应封堵剂XZ-APA的封堵效果及自适应封堵范围。具体测量方法为:称取100 g某一目数石英砂均匀倒入泥浆杯中填平,在4%膨润土基浆中加入3%XZ-APA配置试验浆。将300 mL试验浆加入泥浆杯中,升温至150℃后调节压力差,打开上、下阀门,以2 min/MPa的速率逐渐将压差升至6 MPa,记录30 min的累计漏失量为砂床漏失量。

2.6 XZ-APA 的压力传递评价方法

使用FD-II型封堵评价仪进行压力传递速率的测量,将岩心装入夹持器后,顶端压力调节到3.5 MPa,底端压力调节到0.4 MPa,分别测试清水及3%XZ-APA在清水中的压力参数变化,记录清水和试验浆上升相同压力时的时间变化,通过式1计算压力传递速率降低率R。

$$R = \frac{\frac{1}{t_2} - \frac{1}{t_1}}{\frac{1}{t_2}} \times 100\% \quad (1)$$

式中, t_1 是试验浆底端时间,s; t_2 是清水底端时间,s。

2.7 XZ-APA 在WBDFs中的封堵性能评价

XZ-APA在WBDFs中的砂床封堵性能评价同2.4节。

3 结果与讨论

3.1 XZ-APA 的结构表征

通过透射电镜分析,可以清晰的观察到微纳米结构,从而对XZ-APA的形貌进行分析,TEM图像及其

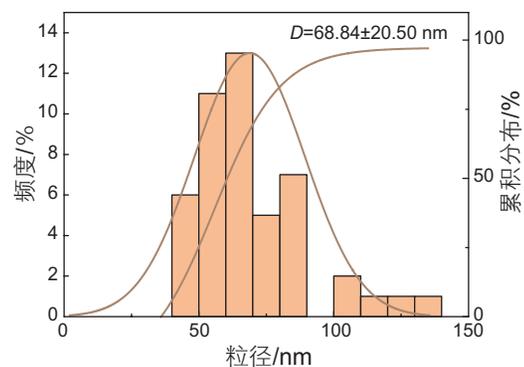
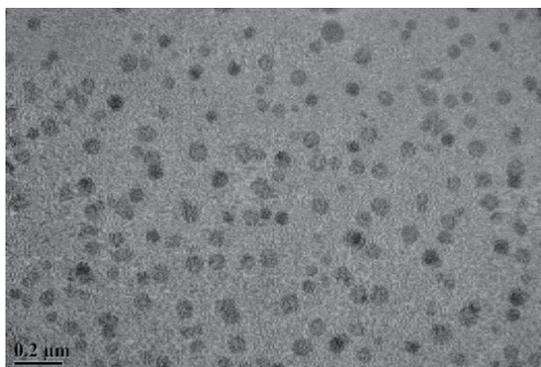


图2 XZ-APA的TEM图像及粒径分布图

Fig. 2 TEM images and particle size distribution of XZ-APA

粒径分布如图2所示。实验所用 $mSiO_2$ 的平均直径为20 nm。由于有机单体将纳米 $mSiO_2$ 材料包裹起来,会使聚合物的颗粒直径增大,形成纳米尺度的有序组装的“核壳”结构,从图中可观察到大量分散均匀的、单个球形纳米颗粒,颗粒直径为40~135 nm(实际上XZ-APA为“核壳”结构^[23]),与 $mSiO_2$ 相比颗粒直径大2~7倍。

3.2 XZ-APA的自适应性能评价

封堵剂材料的粒径大小是封堵效果的重要因素,在玛湖井区纳微孔隙裂缝地层中,地层孔隙以纳米尺度为主,微裂缝以微米尺度为主,通过不同的温度、浓度响应可实现粒径的自适应变化。在实际封堵中,封堵剂在缝隙中存在一定的限制,其首先通过两性离子聚合物中的阳离子基团吸附在带负电荷的缝隙表面,然后通过温度的变化,溶液中游离的二氧化硅颗粒逐渐向缝隙表面上的二氧化硅颗粒聚集,形成化学物理封堵层,聚集的主要驱动力为氢键效应和疏水缔合效应。当温度较低时^[24-27],XZ-APA在水中具有较高的溶解度,这是由于分子链上具有较多极性基团(如酰胺基团、季铵盐基团、磺酸基团)这些极性基团与周围的水分子发生相互作用,形成较强的氢键,由于氢键和范德华力的作用,大分子链周围的水分子将形成一种由氢键连接的、有序化程度较高的溶剂化壳层,因此在温度较低时分子链在水中得以舒展、呈线状,表现为整条分子的亲水性。随着温度的升高,分子链中极性基团与水分子间形成的氢键被破坏,分子链疏水部分的溶剂化层被破坏,分散体系熵增加,分子链中的非极性基团异丙基疏水缔合作用占主导地位,表现为整条分子的疏水性,导致其发生聚集膨胀,形

成疏水层,从而实现自适应封堵。并且这个过程是可逆的,随着温度的下降,聚合物又变为亲水状态,粒径逐渐恢复。

测量不同温度下0.1 g/L的XZ-APA的粒径变化,分析结果见图3。由图3可以看出封堵剂XZ-APA在25 °C时的 D_{50} 为124.2 nm,表明0.1 g/L的XZ-APA整体为纳米尺度。XZ-APA随温度升高缓慢膨胀,随温度降低有效收缩,能够适应地层温度变化响应膨胀,进行有效封堵。随着温度的上升,XZ-APA中的亲水基团的氢键开始断裂,聚合物疏水性增强,导致纳米粒子相互聚集,粒径增大。当温度升高至55 °C时,粒径整体膨胀为1~2倍,而当温度达到65 °C时, D_{50} 迅速增大为805.5 nm,膨胀至7~8倍,表明粒径能够通过温度变化进行自适应响应膨胀。

为了研究封堵剂XZ-APA浓度对粒径的影响,分别测量浓度为0.1 g/L、10 g/L XZ-APA在150 °C热液16 h前后的粒径分布,结果见图4。由图4可以看出,随着纳米粒子浓度的增加,亲疏水性变化产生的聚集现象更加明显,当浓度从0.1 g/L增加至10 g/L时,XZ-APA的 D_{50} 从105 nm增加至3.22 μm ,达到微米级尺度。表明浓度对于聚合物亲疏水性改变产生的聚集存在正面影响,进入地层后,随着孔隙、裂缝中封堵材料的逐渐堆积,聚合物浓度逐渐增加,尺寸膨胀可达到微米级,从而实现微米级的孔隙、微裂缝的封堵。同时,0.1 g/L、10 g/L的XZ-APA老化16 h后的 D_{50} 分别增加至889.53 nm、26.68 μm ,粒径均膨胀至7~8倍,与温度的响应膨胀结果一致。表明在150 °C条件下,充分老化16 h会导致部分耐温性低的极性基团,如酰胺基团、季铵盐基团等彻底发生分解,从而导致亲疏水性大大增强,更易聚集,从而导致老化前

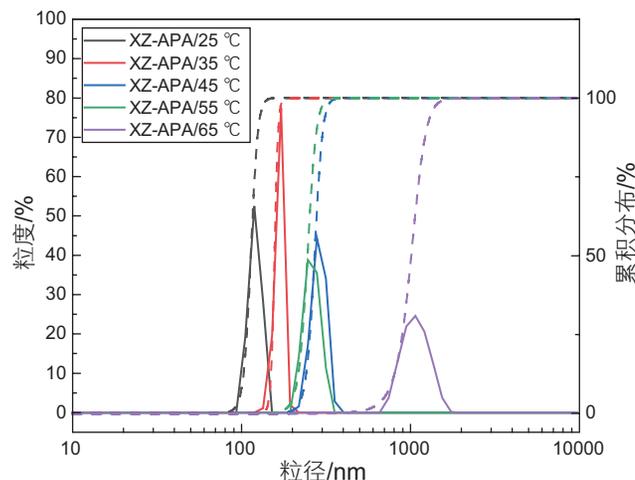


图3 不同温度下的XZ-APA粒径分布

Fig. 3 Particle size distribution of XZ-APA at different temperatures

后的粒径差异较大,但随着部分极性基团的分解,亲疏水变化的可逆性大大降低。综上,通过XZ-APA的粒径在不同温度、浓度下的响应分析,表明封堵剂XZ-APA可实现纳米级和微米级孔隙、微裂缝多级封堵。

当随钻防塌封堵中粒子与孔隙相匹配时,首先进行物理架桥封堵,随着温度的升高,逐渐形成化学封堵层,实现物理化学双重封堵;当随钻防塌封堵中小粒子进入稍大孔隙中时,XZ-APA接枝的两性离子聚合物中的阳离子基团会吸附在带负电荷的黏土或孔隙内部表面,滞留在孔隙中,随着温度的升高,二氧化硅表面的亲水基团的氢键逐渐断裂,疏水性增强,游离在水中的二氧化硅颗粒逐渐向孔隙内部表面上的二氧化硅颗粒聚集膨胀,首先初步形成化学封堵层。随着漏失量的逐渐增加,孔隙内部表面聚集的二氧化硅颗粒逐渐增多,从而形成物理封堵层。

3.3 XZ-APA的封堵性能评价

XZ-APA是以高热稳定性无机材料为核,表面接枝两性离子聚合物为壳的纳米颗粒。纳米颗粒中的无机材料具有强度高、抗温强的特点,两性离子聚合物具有一定的柔性,可以有效填充无机材料架桥所产生的孔缝,增加封堵效率。此外,随着温度的变化,聚合物中的亲水基团的氢键发生断裂,导致发生膨胀现象,形成的疏水层,从而实现物理、化学双重封堵。通过测量XZ-APA在20~40目、40~60目、60~80目砂床条件下的封堵效果,对XZ-APA在不同尺寸地层下的自适应性范围以及自适应效果进行分析,在4%的膨润土基浆中加入3%的XZ-APA,升温至150℃

后测量其30 min的累计漏失量,结果见图5。由图5可知,当砂床目数为60~80目、40~60目时,40%基浆的漏失量分别为119 mL、128 mL,而4%基浆+3%XZ-APA的漏失量分别为29 mL、25 mL,漏失降低率达75%以上,表明3%加量下的XZ-APA即可通过聚合物本身的物理封堵以及温度膨胀响应过程中的化学封堵实现双重封堵,有效封堵40~80目砂床。当砂床目数为20~40目时,4%的基浆在1 MPa的压力下便已发生穿压现象,在2 min内全漏,漏失量高达235 mL,4%基浆+3%XZ-APA的漏失量也高达180 mL,表明相较于20~40目砂床孔隙,随着温度响应膨胀的3%XZ-APA粒径较小,架桥形成的物理层以及聚集形成的疏水层承压能力小。根据粒径与浓度响应关系推测,继续提高XZ-APA的加量,可以增加聚合物的粒径尺寸,从而封堵20~40目甚至更小目数砂床。以上实验结果表明3%XZ-APA通过物理架桥以及温度响应形成的物理、化学封堵层可自适应封堵40~80目砂床,效果良好,但因其粒径的响应膨胀存在一定的范围,无法封堵孔隙更大的20~40目砂床。

3.4 压力传递性能评价

通过FD-II型封堵评价仪对清水和XZ-APA分散体系对岩心的压力传递速率进行测定,并对其压力传递速率降低效果进行评价,以清水作为对照组,在水中加入3%的XZ-APA,装入现场岩心后,通过软件对其实验数据进行记录,当入口压力与出口压力稳定相近时,停止测量,其结果见图6。由图6可以看出,随着时间的增加,出口压力逐渐升高至入口压力。在水中加入3%XZ-APA的试验浆,当出口压力等于2

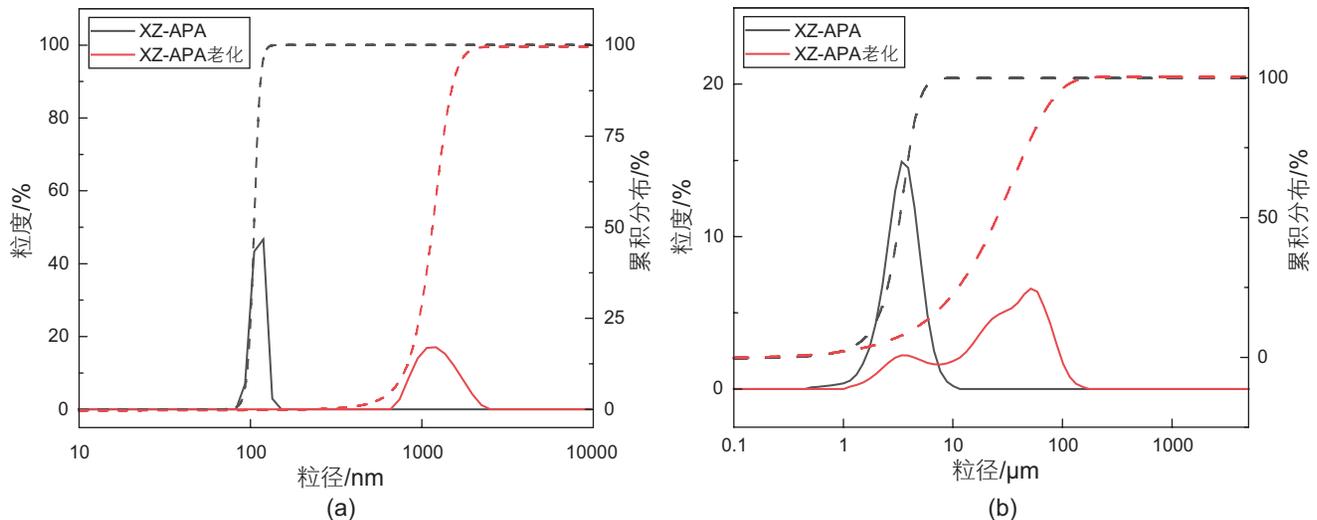


图4 0.1 g/L(a)、10 g/L(b)的XZ-APA老化16 h前后的粒径分布

Fig. 4 Particle size distribution of 0.1 g/L(a) and 10 g/L(b) XZ-APA before and after aging 16 h

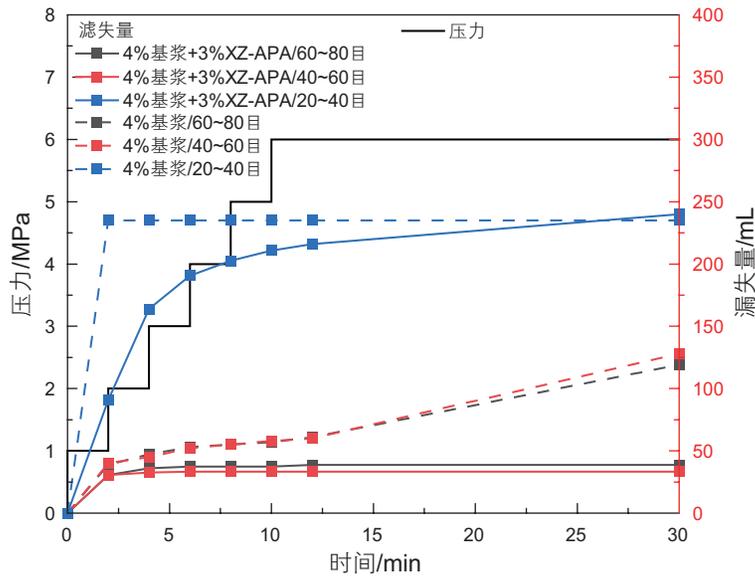


图5 在3%加量下的XZ-APA对不同目数砂床的漏失量

Fig. 5 The leakage of XZ-APA with different mesh sand beds at 3% dosage

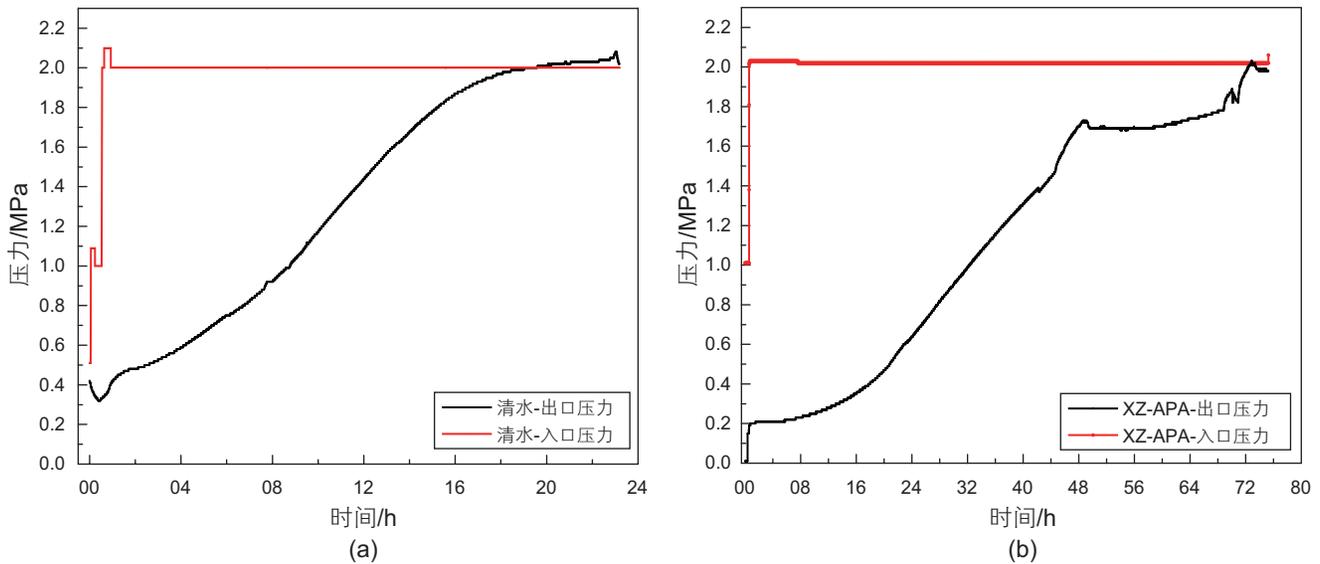


图6 清水(a)和XZ-APA(b)的压力传递速率

Fig. 6 Pressure transfer rate of water(a) and XZ-APA(b)

MPa时, 所需时间约为72 h, 而清水对照组的出口压力等于2 MPa时, 所需时间约为20 h, 可计算出压力传递速率降低率为72.2%, 实验结果表明, XZ-APA可在岩心中的孔隙形成物理、化学封堵层, 减缓压力的传递, 相同压力下加入XZ-APA的试验浆出口压力上升至清水样品相同压力数值时需要更长的时间, 具有良好的岩心孔隙封堵性能, 可有效减少压力传递的速率。

3.5 XZ-APA在WBDFs中的封堵性能评价

以玛湖油田的现场配方为基础体系(WBDFs)开

展封堵性能评价, 体系配方为: 2%基浆+3%SMP-2+1%AP220+3%FT-401(阳离子乳化沥青)+2%白沥青+1.0%PAC-LV+0.5%NaOH+0.5%AHB+2%超细碳酸钙(1000目)+7%KCl+重晶石至密度为 1.5 g/cm^3 。

为了研究XZ-APA在WBDFs中的封堵性能, 通过不同目数砂床实验对老化后的体系进行封堵性能评价, 其结果见表2。由表2可以看出, 随着砂床目数的逐渐减小, WBDFs的总体漏失量逐渐增大, 当砂床目数为60~80目、40~60目时, WBDFs的砂床漏失量分别为0.2 mL、3.2 mL, 而加入2%XZ-APA的WBDFs的砂床漏失量分别为0 mL、1.2 mL, 可明显

降低漏失量,表明XZ-APA在该体系中的配伍性良好,其通过物理、化学双重作用形成的封堵层,可实现对40~80目砂床孔隙进行有效封堵。当砂床目数为20~40目时,WBDFs在1MPa压力下便发生穿压现象,2min漏失量达68mL,而加入2%XZ-APA的WBDFs的30min漏失量为44mL,可承压6MPa,表明针对较大孔隙,2%加量的XZ-APA进入孔隙后,其接枝的两性离子聚合物中的阳离子基团会吸附在带负电荷的黏土或井壁表面,滞留在孔隙中,随着温度的升高,二氧化硅表面的亲水基团的氢键逐渐断裂,疏水性增强,游离在水中的二氧化硅颗粒逐渐向孔隙内部表面上的二氧化硅颗粒聚集,从而初步形成化学封堵层。随着漏失量的逐渐增加,孔隙内部表面聚集的二氧化硅颗粒逐渐增多,从而形成物理封堵层。但是XZ-APA形成的物理化学封堵层面对较大微米级孔隙的整体漏失量仍较大,表明其针对较大微米级孔隙的封堵效果不佳。以上实验结果表明XZ-APA在

WBDFs中因其自适应的特点,粒径随着温度、浓度进行响应膨胀,可形成物理、化学双重封堵,从而有效封堵地层,增加承压能力,缓解井壁失稳风险。

为了对比突出XZ-APA在WBDFs中的封堵性能,通过不同目数砂床实验对老化后的体系进行封堵性能评价,设计出3种体系配方,1*体系(正常加量白沥青等封堵材料):2%土+3%SMP-2+1%AP220+3%FT-401(阳离子乳化沥青)+2%白沥青+1.0%PAC-LV+0.5%NaOH+0.5%AHB+2%CaCO₃+7%KCl+重晶石粉(密度1.5g/cm³);2*体系(一半加量白沥青等封堵材料):2%土+3%SMP-2+1%AP220+1.5%FT-401(阳离子乳化沥青)+1%白沥青+1.0%PAC-LV+0.5%NaOH+0.5%AHB+2%CaCO₃+7%KCl+重晶石粉(密度1.5g/cm³);3*体系(不添加白沥青等封堵材料):2%土+3%SMP-2+1%AP220+1.0%PAC-LV+0.5%NaOH+0.5%AHB+2%CaCO₃+7%KCl+重晶石粉(密度1.5g/cm³)。其结果见表3,以60~80目砂床为例进行分析,由表3可

表2 XZ-APA在WBDFs中的砂床封堵实验

Table 2 Sand bed plugging experiment of XZ-APA in WBDFs

配方	条件	0~2/min	2~4/min	4~6/min	6~8/min	8~10/min	10~12/min	12~30/min
		mL 1/MPa	mL 2/MPa	mL 3/MPa	mL 4/MPa	mL 5/MPa	mL 6/MPa	mL 6/MPa
1*体系	60~80目砂床	0	0	0	0	0	0	0.2
1*体系+2%XZ-APA		0	0	0	0	0	0	0
1*体系	40~60目砂床	0.1	0.2	0.3	0.6	0.8	1.0	3.2
1*体系+2%XZ-APA		0	0	0	0	0.2	0.4	1.2
1*体系	20~40目砂床	68(穿压)	—	—	—	—	—	—
1*体系+2%XZ-APA		27	30	32	34	36	40	44

表3 XZ-APA与WBDFs中其他封堵材料的对比评价

Table 3 Comparative evaluation of XZ-APA and other plugging materials in WBDFs

配方	条件	0~2/min	2~4/min	4~6/min	6~8/min	8~10/min	10~12/min	12~30/min
		mL 1/MPa	mL 2/MPa	mL 3/MPa	mL 4/MPa	mL 5/MPa	mL 6/MPa	mL 6/MPa
1*体系	60~80目砂床	0	0	0	0	0	0	0.2
1*体系+2%XZ-APA		0	0	0	0	0	0	0
2*体系		0	0	0	0.2	1.0	1.6	8.4
2*体系+2%XZ-APA		0	0	0	0	0.5	1.4	3.4
3*体系		0.4	1.6	3.4	5.6	7.8	8.6	16
3*体系+2%XZ-APA		0	0	0	0	0	0	7.8
1*体系	40~60目砂床	0.1	0.2	0.3	0.6	0.8	1.0	3.2
1*体系+2%XZ-APA		0	0	0	0	0.2	0.4	1.2
2*体系		0	0	0.3	1.4	4.4	5.8	16
2*体系+2%XZ-APA		0	0.1	0.4	1.8	2.8	3.8	9.0
3*体系		1.2	2.4	6.8	11	14	16	28
3*体系+2%XZ-APA		0	0	0	5.4	8.2	9.6	15

以看出,正常加量(1*)、一半加量(2*)、不添加(3*)其他封堵材料的漏失量分别为 0.2 mL、8.4 mL、16 mL,表明随着沥青等封堵材料加量的减少(1*、2*、3*),体系的 30 min 漏失量逐渐增多。而加入 2%XZ-APA 后,1*、2*、3*体系的漏失量分别为 0 mL、3.4 mL、7.8 mL,表明在该体系封堵材料的基础上加入 XZ-APA 仍能起到良好的封堵效果,体系的漏失量均降低 50%左右。将 2*体系(一半加量封堵材料)与加入 2%XZ-APA 的 3*体系(不添加封堵材料)进行对比,2*体系的漏失量为 8.4 mL,3*+2%XZ-APA 的漏失量为 7.8 mL,加入 2%XZ-APA 的 3*体系封堵效果优于 2*体系,即 2%加量 XZ-APA 的封堵效果优于总加量 2.5%的沥青等封堵材料。以上实验结果表明,XZ-APA 在体系中具有较好的封堵效果,其效果优于常规的沥青等封堵材料,且与沥青等封堵材料复合使用,封堵效果更加优良。

4 结论

(1)通过对自适应强封堵剂 XZ-APA 进行透射电镜

结构表征,表明聚合物封堵剂 XZ-APA 为球形纳米颗粒,粒径范围为 40~135 nm。

(2)XZ-APA 的自适应机理的主要驱动力为氢键效应和疏水缔合效应,当温度升高时,分子链上的极性基团形成的氢键逐渐断裂,XZ-APA 颗粒由亲水性向疏水性逐渐转变,颗粒聚集膨胀,形成疏水层,实现化学物理双重封堵。

(3)XZ-APA 性能评价结果显示,XZ-APA 单剂的封堵效果良好,3%的加量便可有效封堵 40~60 目、60~80 目砂床,使漏失量从 119 mL、128 mL 减少至 29 mL、25 mL。同时,其可有效降低压力传递速率,3%加量的 XZ-APA 可使压力传递速率降低率达 72.2%,具有良好的岩心孔隙封堵性能。

(4)XZ-APA 在 WBDFs 中的封堵性能评价结果显示,2%加量的 XZ-APA 便可显著降低 20~80 目的体系漏失量,并将 20~40 目砂床的承压能力从 1 MPa 提高到 6 MPa 以上。同时,其封堵效果优于常规封堵材料(如沥青等),且可与常规封堵材料复合使用,封堵效果更好。

参考文献

- [1] 于景锋,李平,陈乃志,等. 玛湖 1 井区上二叠统乌尔禾组一段成岩特征[J]. 石油地质与工程, 2023, 37(6): 36-41. [YU J F, LI P, CHEN N Z, et al. Diagenetic characteristics of the first member of the Upper Permian Wuerhe Formation in the Mahu 1 well area[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2023, 37(6): 36-41.]
- [2] 张云冬,李志军,吴康军. 玛湖凹陷 MH1 井区下侏罗统储层特征及物性控制因素[J]. 内蒙古石油化工, 2023, 49(10): 109-111. [ZHANG Y D, LI Z J, WU K J. Reservoir characteristics and physical property control factors of Lower Jurassic in MH1 well area of Mahu sag[J]. Inner Mongolia Petrochemical, 2023, 49(10): 109-111.]
- [3] 刘震. 准噶尔盆地玛湖 1 井区下乌尔禾组砾岩储层特征研究[D]. 武汉: 长江大学, 2023. [LIU Z. Study on conglomerate reservoir characteristics of Lower Urho Formation in Mahu 1 well area, Junggar Basin[D]. Wuhan: Yangtze University, 2023.]
- [4] 王惠惠. 镇泾油田和杭锦旗气田防漏堵漏技术研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2020. [WANG H H. Research on leakage prevention and plugging technology in Zhenjing Oilfield and Hangjinqi Gas Field[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2020.]
- [5] 王均,罗陶涛,蒲克勇,等. 适于涪陵页岩气田储集层的油基钻井液承压堵漏材料[J]. 材料导报, 2022, 36(6): 124-128. [WANG J, LUO T T, PU K Y, et al. Oil-based drilling fluid pressure-bearing plugging materials suitable for Fuling shale gas reservoir[J]. Material Bulletin, 2022, 36(6): 124-128.]
- [6] 李文哲,于兴川,赖燕,等. 深层脆性页岩井钻井液漏失机理及主控因素[J]. 特种油气藏, 2022, 29(3): 162-169. [LI W Z, YV X C, LAI Y, et al. Drilling fluid leakage mechanism and main controlling factors in deep brittle shale wells[J]. Special oil and gas reservoirs, 2022, 29(3): 162-169.]
- [7] 胡进军. 物理封堵剂 AquaSeal 的室内评价及应用[J]. 钻采工艺, 2019, 42(1): 90-92. [HU J J. Indoor evaluation and application of physical plugging agent AquaSeal[J]. Drilling and production process, 2019, 42(1): 90-92.]
- [8] 黄昱昊,徐建根,步文洋,等. 钻井液用纳米封堵剂的研究与进展[J]. 辽宁化工, 2023, 52(3): 436-438. [HUANG Y H, XU J G, BU W Y, et al. Research and progress of nano plugging agent for drilling fluid[J]. Liaoning Chemical Industry, 2023, 52(3): 436-438.]
- [9] 王少帅,张华. 纳米材料在钻井液封堵降滤失中的研究进展[J]. 广东化工, 2022, 49(19): 95-97. [WANG S S, ZHANG H. Research progress of nanomaterials in drilling fluid plugging and fluid loss reduction[J]. Guangdong Chemical Industry, 2022, 49(19): 95-97.]
- [10] 郭锟,何诚,于新亮,等. 黏弹性纳米微球调驱剂的制备及其性能评价[J]. 精细石油化工, 2023, 40(6): 9-14. [GUO K, HE C, YV X

- L, et al. Preparation and performance evaluation of viscoelastic nano-microspheres profile control agent[J]. Fine petrochemical industry, 2023, 40(6): 9–14.]
- [11] 景瑞, 刘锰钰, 白净, 等. 钻井液用纳米聚合物封堵剂的研制[J]. 技术与市场, 2022, 29(11): 109–110. [JING R, LIU M Y, BAI J, et al. Development of nano-polymer plugging agent for drilling fluid[J]. Technology and market, 2022, 29(11): 109–110.]
- [12] MINJIA J, ZHIPING Y, XIAOYANG L, et al. Performance evaluation and field application of nano plugging agent for shale water-based drilling fluid[J]. Energies, 2022, 15(20): 7529.
- [13] RONGCHAO C, ZHEN L, YANG B, et al. Preparation of the tetrameric poly(VS-St-BMA-BA) nano-plugging agent and its plugging mechanism in water-based drilling fluids[J]. ACS omega, 2022, 7(32): 28304–28312.
- [14] 王凯. 硅酸镁铝与氧化石墨烯纳米片层材料在水基钻井液中的应用研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021. [WANG K. Application of magnesium aluminum silicate and graphene oxide nanosheet materials in water-based drilling fluid[D]. Beijing: China University of Petroleum-Beijing, 2021.]
- [15] 杜征鸿, 沈建文, 睢圣, 等. 耐高温核壳型油基钻井液纳米封堵剂的制备与性能评价[J]. 油田化学, 2022, 39(1): 1–4. [DU Z H, SHEN J W, SUI S, et al. Preparation and performance evaluation of high temperature resistant core-shell oil-based drilling fluid nano plugging agent[J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(1): 1–4.]
- [16] 刘博文. 改性纳米二氧化硅封堵剂的合成、评价及应用[D]. 西安: 西安石油大学, 2023. [LIU B W. Synthesis, evaluation and application of modified nano-silica plugging agent[D]. Xi'an: Xi'an Petroleum University, 2023.]
- [17] 刘鹭, 蒲晓林, 王鸿儒, 等. 一种水基钻井液用热固型纳米封堵剂的研制[J]. 应用化工, 2023, 52(4): 986–989. [LIU L, PU X L, WANG H R, et al. Preparation of a thermosetting nano-plugging agent for water-based drilling fluid[J]. Applied Chemicals, 2023, 52(4): 986–989.]
- [18] 滕春鸣, 甄剑武, 罗会义, 等. 一种强吸附疏水改性纳米SiO₂封堵剂[J]. 钻井液与完井液, 2022, 39(3): 307–312. [TENG C M, ZHEN J W, LUO H Y, et al. A strong adsorption hydrophobic modified nano-SiO₂ plugging agent[J]. Drilling fluid and completion fluid, 2022, 39(3): 307–312.]
- [19] FEI L, ZHENG Z, XIUYING W, et al. Novel modified nano-silica/polymer composite in water-based drilling fluids to plug shale pores[J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2022, 44(4): 8662–8678.
- [20] 叶成, 高世峰, 鲁铁梅, 等. 玛18井区水平井井壁失稳机理及强封堵钻井液技术研究[J]. 石油钻采工艺, 2023, 45(1): 38–46. [YE C, GAO S F, LU T M, et al. Study on wellbore instability mechanism and strong plugging drilling fluid technology of horizontal wells in Ma 18 well area[J]. Petroleum drilling and production technology, 2023, 45(1): 38–46.]
- [21] HUANG X, SUN J, LV K, et al. Application of core-shell structural acrylic resin/nano-SiO₂ composite in water based drilling fluid to plug shale pores[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 55: 418–425.
- [22] 李建山. 杭锦旗区块防塌防漏钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(3): 308–314. [LI J S. Hangjinqi block anti-collapse and anti-leakage drilling fluid technology[J]. Drilling fluid and completion fluid, 2019, 36(3): 308–314.]
- [23] MAO H, QIU Z, SHEN Z, et al. Hydrophobic associated polymer based silica nanoparticles composite with core-shell structure as a filtrate reducer for drilling fluid at ultra-high temperature[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 129: 1–14.
- [24] 陈波. 温敏材料在油气田开发中的研究进展[J]. 化学工程师, 2023, 37(6): 82–86. [CHEN B. Research progress of temperature sensitive materials in oil and gas field development[J]. Chemical Engineer, 2023, 37(6): 82–86.]
- [25] 李早元, 陈建, 黄盛, 等. 含双温敏单体的耐220 °C高温降失水剂[J]. 油田化学, 2024, 41(1): 1–9. [LI Z Y, CHEN J, HUANG S, et al. 220 °C high temperature fluid loss additive containing double temperature sensitive monomer[J]. Oilfield Chemistry, 2024, 41(1): 1–9.]
- [26] 王伟吉, 邱正松, 钟汉毅, 等. 页岩储层温敏型P(NIPAm-co-AA)/nano-SiO₂复合封堵剂的制备及特性[J]. 石油学报, 2015, 36(3): 378–384. [WANG W J, QIU Z S, ZHONG H Y, et al., Preparation and properties of temperature-sensitive P(NIPAm-co-AA)/nano-SiO₂ composite plugging agent for shale reservoirs[J]. Petroleum Journal, 2015, 36(3): 378–384.]
- [27] XIE B, ZHANG X, LI Y, et al. Application a novel thermo-sensitive copolymer as a potential rheological modifier for deepwater water-based drilling fluids[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2019, 581: 123848.

(编辑 杨雅露)

第一作者: 贾永红(1979年—), 本科、高级工程师, 从事钻井液技术研究, jiayh2006@cnpc.com.cn。

通信作者: 杨丽丽(1988年—), 博士、副教授, 从事油气井化学、油田化学和油气藏保护相关理论和技术研究, yangll@cup.edu.cn。