文章编号:1673-2677(2026)01-0068-10 DOI:10.12388/j.issn.1673-2677.2026.01.008
引用:孙明昊,李曜轩,王菊,等. 苏里格区块石盒子组泥岩井壁失稳机理及钻井液技术对策[J]. 新疆石油天然气,2026,22(1):68-77.
Cite:SUN Minghao,LI Yaoxuan,WANG Ju,et al. Mechanism of borehole instability in mudstone of Shihezi Formation in Sulige Block and corresponding drilling fluid technical countermeasures[J]. Xinjiang Oil & Gas,2026,22(1):68-77.

苏里格区块石盒子组泥岩井壁失稳机理及钻井液技术对策

孙明昊[1],李曜轩[1,2],王菊[1,2],耿愿[1],孟思聪[1],王立辉[1]
(1.中国石油集团工程技术研究院有限公司,北京昌平 102206;2.中国石油大学(北京),北京昌平 102249)

摘 要:苏里格区块石盒子组井段钻井施工中易发生井漏、起下钻阻卡频繁、井壁坍塌失稳等复杂情况,严重制约了钻井施工效率。针对石盒子组钻遇泥岩井壁失稳的技术难题,以石盒子组泥岩为研究对象,通过岩石微观组构及理化性质研究、水化作用对岩石力学参数的影响规律研究,揭示了该区块的井壁失稳机理;同时,测试岩样置于不同抑制剂水溶液和不同钻井液体系后,其微观形貌、力学性质和分散能力的变化,发现在复合盐体系基础上,使用有机抑制剂与无机抑制剂协同抑制泥岩水化,对提高苏里格区块石盒子组泥岩井壁稳定性效果最佳,并在此基础上提出提高井壁稳定性的钻井液技术对策。研究成果为苏里格区块提高井壁稳定性技术提供理论支撑,助力苏里格自营区块安全、平稳、高效开发。

关键词:苏里格石盒子组;泥岩;井壁稳定;水化;抑制性能;力学性质
中图分类号:TE254 **文献标识码**:A

Mechanism of Borehole Instability in Mudstone of Shihezi Formation in Sulige Block and Corresponding Drilling Fluid Technical Countermeasures

SUN Minghao[1],LI Yaoxuan[1,2],WANG Ju[1,2],GENG Yuan[1],MENG Sicong[1],WANG Lihui[1]
(1. China Petroleum Engineering Technology Research Institute Co.,LTD.,Changping 102249,Beijing,China;2. China University of Petroleum(Beijing),Changping 102206,Beijing,China)

Abstract:Drilling the mudstone of the Shihezi Formation in the Sulige Block is prone to complex issues such as lost circulation,frequent sticking and jamming during tripping,and wellbore collapse,which severely restrains the operation efficiency of drilling. To tackle the technical challenge of wellbore instability in drilling the Shihezi Formation mudstone,the mechanisms behind wellbore instability of this block were investigated by collecting samples of the Shihezi Formation mudstone and researching the microscopic fabrics and physical and chemical properties of rocks as well as the law governing the effect of hydration on rock mechanics parameters. Meanwhile,the variations of samples in the microscopic morphology,mechanical property and dispersion capability were observed after they are treated by aqueous solutions of different inhibitors and different drilling fluid systems. It was found that,on the basis of a composite salt system,the combined use of organic and inorganic inhibitors to suppress shale hydration achieved the best performance in improving wellbore stability of the Shihezi Formation mudstone. Correspondingly,countermeasures to enhance wellbore stability were proposed. The findings of this research provide theoretical support for techniques improving wellbore stability in the Sulige Block and assist in the safe,steady,and efficient development of the Sulige self-operated block.

Key words:Sulige Shihezi Formation;mudstone;wellbore stability;hydration;inhibition performance;mechanical property

基金项目:中国石油天然气集团有限公司科学研究与技术开发项目"万米超深层油气资源钻完井关键技术与装备研究"(2022ZG06)。
第一作者:孙明昊(1983-),2015年毕业于哈尔滨师范大学化学工程与工艺专业,工程师,目前从事钻井液处理剂研发工作。(E-mail)sunmhdr@cnpc.com.cn
通讯作者:李曜轩(1999-),2025年毕业于中国石油大学(北京)石油与天然气工程专业,助理工程师,目前从事钻井液处理剂研发工作。(E-mail)liyaoxuan@cnpc.com.cn

苏里格气田南区地处陕西省榆林市定边县、靖边县和吴起县境内，是我国目前发现规模最大且开发较为成功的致密砂岩气藏。目前发现的含气层系有下石盒子组盒7段、盒8段和山西组山1段、山2段，主力产气层为山西组山1段与下石盒子组盒8段[1]。山西组岩性以深灰-灰黑色泥岩、粉砂岩及中细砂岩为主，中下部夹薄煤层。下石盒子组总体岩性以黄绿色和灰绿色粗碎屑岩为主，可见含砾粗砂岩、中砾粗砂岩、岩屑质石英砂岩与杂色泥岩不等厚互层[2]。目前苏里格区块水平井钻井施工中存在井漏、井塌、划眼、卡钻等井下问题，施工难度大，易发生井漏、起下钻阻卡频繁、井壁坍塌失稳等复杂情况[3-6]，由此造成一系列严重的钻井工程事故，钻完井周期逐年增加，严重影响苏里格自营区块的开发效益。

国外斯伦贝谢公司研发了VeraTherm高温水基钻井液，其主要成分是一种新型支化聚合物VeraVis，该体系具有低滤失、流变性优良、泥页岩抑制性强、储层保护效果好及环境友好等特点[7]。Saleh等[8]成功合成出两种新型绿色丙烯酸聚合物-戊酯活性炭纳米复合材料，两种材料的页岩滚动回收率分别为97%和95.2%，其抑制机理可能源于纳米孔对碳芯的堵塞作用，以及材料中聚合物组分通过包覆和氢键在黏土表面的强烈吸附，两者共同形成一层有效的滤饼，从而显著阻止水分向地层渗透。Zhu等[9]研制出一种氯化胆碱改性石墨烯复合材料用作页岩抑制剂。该材料的线性膨胀高度仅2.1 mm，页岩滚动回收率达78.87%，材料可通过氢键、配位及静电作用与蒙脱土表面结合，并插层进入蒙脱土结构，从而实现抑制效果。

国内高书阳等[10]以有机硅单体和阳离子单体为基础研制出一种固壁剂，配合纳微米级封堵剂可以高效阻止滤液进入地层，井浆的渗透性封堵滤失量（PPA滤失量）降低40%以上，高温高压滤失量可从22 mL降至12.4 mL。范胜等[11]研制出一种以抗高温聚合物降滤失剂HT-FL为核心的封堵固壁防塌钻井液体系，老化后高温高压滤失量低于8 mL，且黏切参数保持稳定，现场全程无井壁垮塌或卡钻复杂情况。刘波等[12]研制出以改性半纤维素CQYZJ-3为核心处理剂的环保钻井液体系HCG-1，在苏里格气田试验10余口井，钻井液体系性能稳定，未出现井下复杂。吕坤鸿等[13]针对鄂尔多斯盆地深部煤层井壁失稳问题，明确失稳机理并提出“封堵性+抑制性+润滑性”的三效协同防塌钻井液技术对策，形成了适用于纳林1井区本溪组的防塌钻井液体系。

苏里格区块现有钻井液体系主要为钾聚磺钻井液体系，优选复合盐作为抑制剂，但近年来，在该体系应用下，水平井钻进中井下复杂事故频发。以苏53-58-49H为例，在施工过程中划眼6次，均发生在山西组，主要原因为钻遇山西组灰色、深灰色及黑灰色硬脆性泥岩，井壁发生剥落、掉块，导致长时间划眼，历经两次填井侧钻，最终第三个井眼顺利完钻。因此，亟需开展井壁失稳机理研究，为井壁稳定技术研发提供理论支撑与实践指导。

本研究在明确苏里格区块泥岩地层井壁失稳机理的基础上，开展现用钻井液及抑制剂对井壁稳定性的影响机理测试与分析，为揭示目标区块井壁失稳机理、优化升级现有钻井液体系提供理论依据，为苏里格自营区块实现安全、平稳、高效开发提供技术支撑。

1　苏里格区块泥岩井壁失稳机理

选取苏里格区块石盒子组泥岩岩样，进行X射线衍射和扫描电镜实验，分析泥岩的微观结构，并结合水化性能和岩石力学性质测试，分析井壁失稳机理。

1.1　泥岩微观结构表征

1.1.1　矿物组成测试

矿物组成是认识地层的重要指标之一，直接影响钻井液选型，对分析泥岩地层井壁失稳机理具有重要意义。射线衍射分析是目前进行全岩分析、黏土矿物分析的主要方法，操作简单、实验分析快速，并能获得大量有关黏土矿物方面的信息，可用于研究复杂的层间作用和进行黏土矿物的定量或半定量分析。

本测试选取苏里格区块石盒子组泥岩岩样，经粉碎处理后，采用SmartLab-9型X射线衍射仪测定泥岩岩样的全岩矿物及黏土矿物相对含量，测试结果见表1和表2。

表1　全岩矿物组成

Tab. 1　Bulk-rock mineral composition

编号	全岩矿物组成/%					
	石英	长石	方解石	黄铁矿	赤铁矿	黏土矿物
1	45.05	4.11	2.57	1.24	2.36	44.67
2	41.19	6.72	1.53	0.98	1.67	47.91
3	47.00	3.21	1.85	2.37	1.39	44.18
4	48.66	5.24	2.52	2.11	1.35	40.12
5	52.62	3.21	2.94	0	1.97	39.26
6	39.90	5.41	2.97	0.37	1.82	49.53
平均	45.74	4.65	2.40	1.18	1.76	44.28

表2 黏土矿物组成

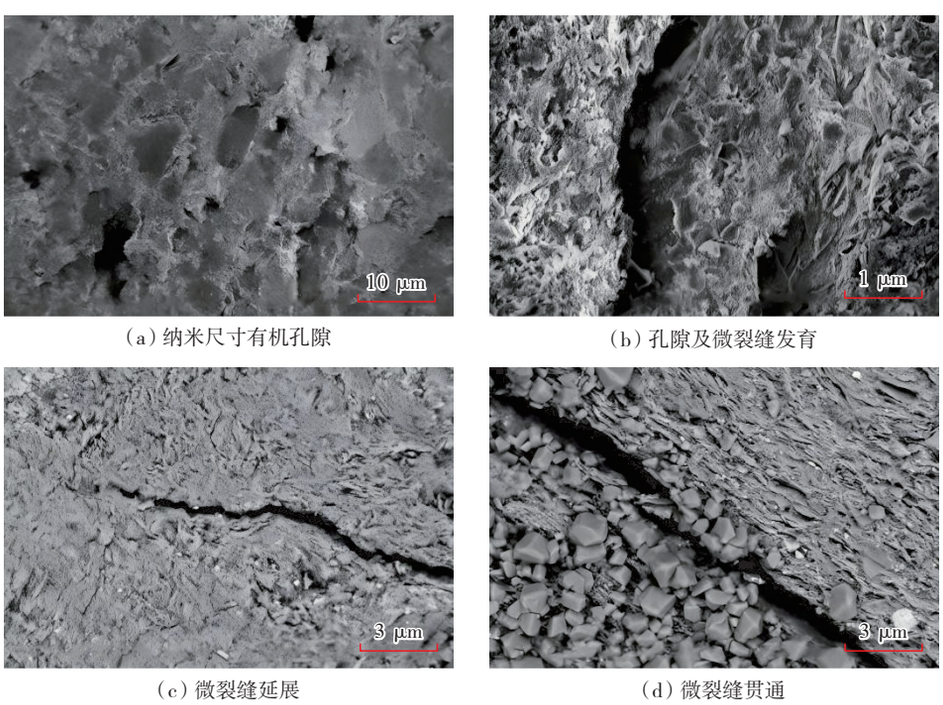
Tab. 2 Clay mineral composition

编号	黏土矿物组成/%			
	伊利石	伊蒙混层	绿泥石	高岭石
1	42.75	44.32	8.25	5.20
2	45.27	39.64	5.26	3.64
3	36.28	42.85	8.37	1.91
4	41.03	38.94	6.29	5.37
5	38.67	46.15	7.74	5.93
6	40.52	41.36	9.01	4.67
平均	40.75	42.21	7.49	4.45

由表1可知，苏里格区块石盒子组泥岩地层黏土矿物含量较高，平均含量为44.28%；非黏土矿物组成以石英为主，平均含量为45.74%；其次为长石，平均含量4.65%；此外还含有少量方解石、黄铁矿及赤铁矿。由于石英含量相对较高，该地层泥岩具有较高脆性[14]，易在应力分布不均时诱发产生微裂缝，对井壁稳定性影响较大。黏土矿物含量较高，导致该地层易发生水化，对井壁的力学稳定性有较大影响。由表2可知，黏土矿物主要以伊利石和伊蒙混层为主，属于弱膨胀性黏土矿物，易发生表面水化，绿泥石晶层间结合紧密，水化膨胀能力弱[15-16]，故应加强钻井液对表面水化的抑制作用。

1.1.2 微观孔隙结构测试

选取苏里格区块石盒子组泥岩地层岩样，采用S4800型冷场发射扫描电子显微镜，观察不同放大倍数下岩样表面的微观结构特征，测试结果如图1所示。



（a）纳米尺寸有机孔隙　（b）孔隙及微裂缝发育

（c）微裂缝延展　（d）微裂缝贯通

图1 泥岩岩样扫描电镜照片

Fig. 1 Scanning electron microscope (SEM) images of the mudstone rock sample

石盒子组泥岩岩样中孔隙及微裂缝发育明显，微裂缝尺寸0.48~22.6 μm，部分发育肉眼可见的宏观裂缝。钻进过程中，钻井液极易沿原生通道侵入地层，导致地层孔缝内部压力升高，引发水力劈裂，进而引起裂缝延展，产生次生通道，最终使裂缝贯通，加剧地层破坏；同时钻井液侵入亦引起地层水化，地层中黏土矿物发生水化反应，产生水化斥力，导致岩石力学性能下降，引起坍塌、掉块，造成一系列井壁失稳等复杂事故。因此，钻井液须强化封堵此类孔缝，有效抑制黏土矿物水化，减少液相侵入，以维持井壁稳定。

1.2 泥岩水化性能测试

1.2.1 泥岩阳离子交换容量测试

阳离子交换容量（Cation Exchange Capacity，CEC）是在分散介质的pH值为7的条件下，黏土能交换下来的阳离子总量。泥页岩的阳离子交换容量与其吸附水分子、发生表面水化的能力直接相关，反映泥岩水化膨胀能力的强弱[17]。

选取苏里格区块石盒子组地层泥岩岩样，采用亚甲基蓝滴定法测定井壁失稳地层岩样的阳离子交换容量，测试结果如图2所示。

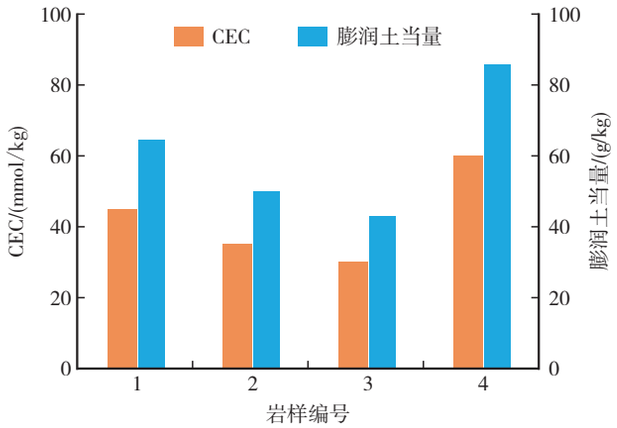


图2　泥岩岩样的阳离子交换容量

Fig. 2　Cation exchange capacity of mudstone samples

如图2所示，所测岩样CEC为30~60 mmol/kg，膨润土当量为42.90~85.50 g/kg。常见的黏土矿物如蒙脱石、伊利石、绿泥石和高岭石的CEC分别为700~1 300 mmol/kg、200~400 mmol/kg、100~400 mmol/kg和60~100 mmol/kg，可见苏里格区块石盒子组泥岩的CEC较小，说明其水化膨胀性较弱，这是由于其黏土矿物主要以伊利石等弱膨胀性黏土矿物为主。针对此类泥岩，结构失稳的主要原因是表面水化产生应力不均，导致孔缝扩展，故提高钻井液体系封堵性，抑制岩石表面水化，是提高井壁稳定性的关键性措施。

1.2.2　泥岩表面润湿性及自吸性能测试

根据渗吸理论，润湿性对孔缝中流体渗流至关重要。润湿性代表了流体在固体表面的优先分布性，即在岩石组分表面油水吸附存在竞争关系[18]。选取X井和Y井岩心薄片，采用JC2000D型接触角测量仪，测量苏里格区块石盒子组泥岩岩样的接触角，并探究岩石润湿性及岩石自吸水的效果，实验结果如图3所示。

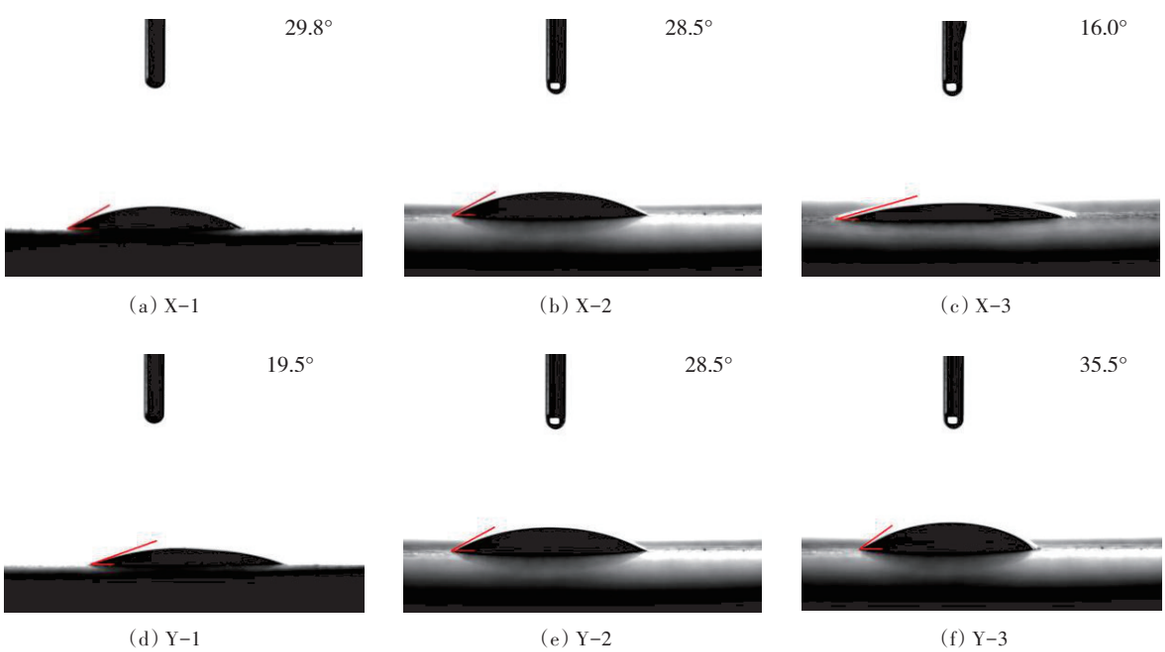


图3　泥岩岩样的接触角

Fig. 3　Contact angles of the mudstone samples

石盒子组泥岩岩样的水相接触角范围在16.0°~35.5°，平均值为26.3°，地层岩石具备亲水特性。在钻进过程中，由于此地层岩石微孔缝发育，孔缝对水相产生较强的毛细管吸引力，使钻井液易在毛管力等作用下迅速侵入岩石内部，发生压力传递，引发岩石水化，使泥岩的整体强度降低，不利于保持井壁稳定。

明确苏里格区块石盒子组泥岩的润湿性后，进一步评价岩心在水中的自吸水性能。将岩样放入105 ℃烘箱中烘干，放在室内静置24 h，称量岩样质量作为初始参数；室温下将标准岩样装入岩心夹持器中并倒置，上端连接电子天平；调整升降台将装有适量去离子水的玻璃皿上升至岩样下端浸入水面1 mm为止，天平归零；同时打开测试软件开始记录，测试结果如图4所示。

如图4可以看出，岩心在30 h内的自吸水率为4.22%~6.55%，岩石吸水速率较快，在5 h时基本达到饱和。这主要是由于前期岩石内部孔隙未被液相占据，同时孔缝对水相具有较强的毛细管力，在毛细管力作用下，岩石吸水量快速上升，并在5 h基本达到饱和。在地层中，水相会优先从渗透性较好的微裂缝浸入地层内部，微裂缝尖端会出现较大的应力集中，从而发生延伸、扩展，并相互连通，最后与主裂缝贯通。

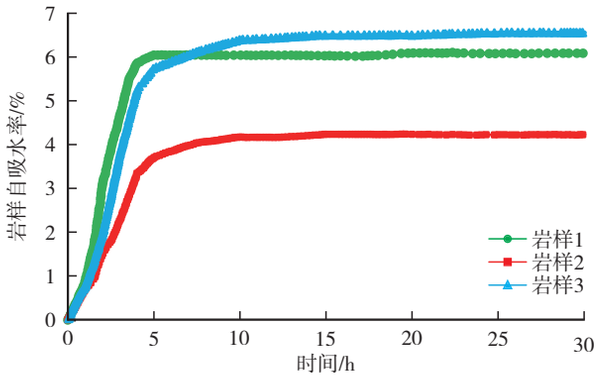


图4 岩样自吸实验结果

Fig. 4 Results of spontaneous imbibition experiments on samples

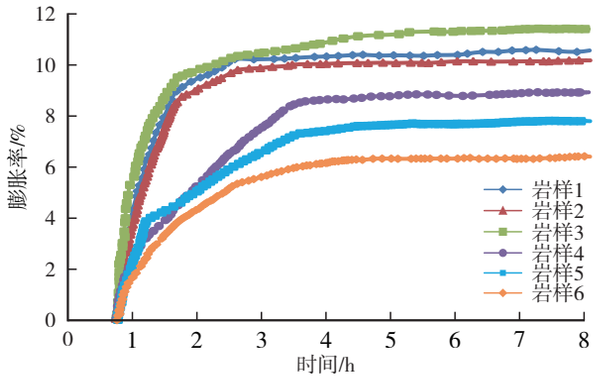


图5 泥岩岩样的线性膨胀率

Fig. 5 Linear swelling rates of mudstone samples

1.2.3 线性膨胀率测试

通过对比泥岩水化前后岩石的体积变化率，可确定岩石的水化膨胀效果。如图5所示，所测岩样的8 h膨胀率均低于12%，说明该地层岩石膨胀性较弱。但在水化初期（1 h以内），其线性膨胀率增长极快，可在较短时间内导致岩石内部应力分布不均，对岩石的力学稳定性产生较大影响，致使井壁坍塌周期显著缩短。

1.2.4 滚动回收率测试

采用经6~10目筛筛选后的泥岩岩样，老化温度100 ℃，热滚16 h，测试岩样的滚动回收率，结果如图6所示。所测岩样在去离子水中滚动回收率分布在91.29%~99.03%，平均值为95.42%；在白油中滚动回收率分布在95.46%~99.35%，平均值为97.80%，因此苏里格区块石盒子组泥岩岩样属弱分散性泥岩。

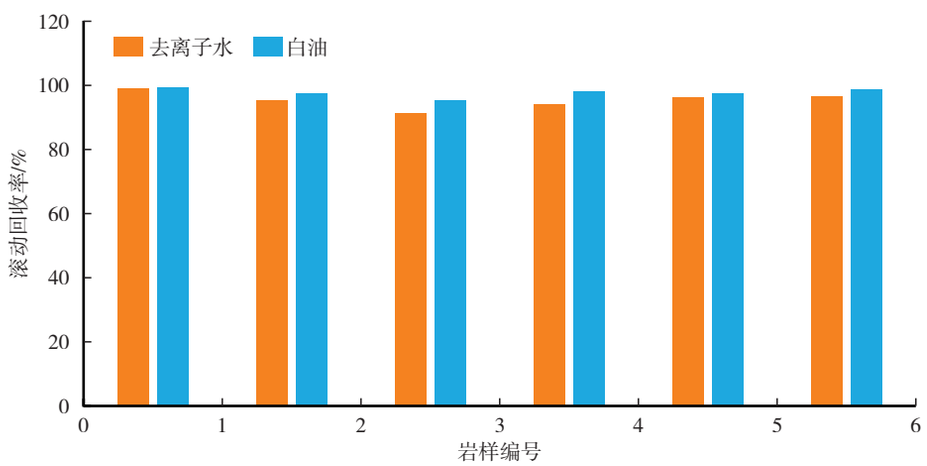


图6 泥岩岩样的滚动回收率

Fig. 6 Rolling recovery of mudstone samples

1.3 泥岩岩石力学性质测试

通过评价不同取心角度岩样的力学稳定性，明确苏里格区块石盒子组地层的弱倾角面，以规避地层强度各向异性对井壁稳定的不利影响。

在不同围压下测试不同角度岩心破裂时的轴向应力。按照公式（1）计算其抗压强度。

$$\sigma_1 = p/S \tag{1}$$

式中：σ_1为抗压强度，MPa；p为岩心破裂时应力仪施加的作用力，kN；S为岩心承压面积，mm^2。

按照Mohr-Coulomb准则，推算浸泡前后岩心的黏聚力与内摩擦角[19-20]，见公式（2）。

$$\sigma_1 = 2C\tan\beta + \sigma_3\tan^2\beta \tag{2}$$

式中：σ_3为围压强度，MPa；C为岩心黏聚力，MPa；β为岩石的内摩擦角，°。

测试结果如图7所示，当取心角度为0°时（即水平段取心），此时岩石黏聚力达到16 MPa；当取心角度为90°时，岩石的黏聚力也基本保持在16.4 MPa左右；当取心角度介于30°~45°时，岩石的黏聚力显著降至13 MPa左右，说明30°~45°范围内，岩石存在弱胶结面，其力学稳定性较差。

1.4 井壁失稳机理

通过对岩石理化性质和相关力学性能的研究，明确了苏里格石盒子组泥岩属于弱膨胀、弱分散性岩石，岩石表面亲水，自吸水速率快；非黏土矿物以石英

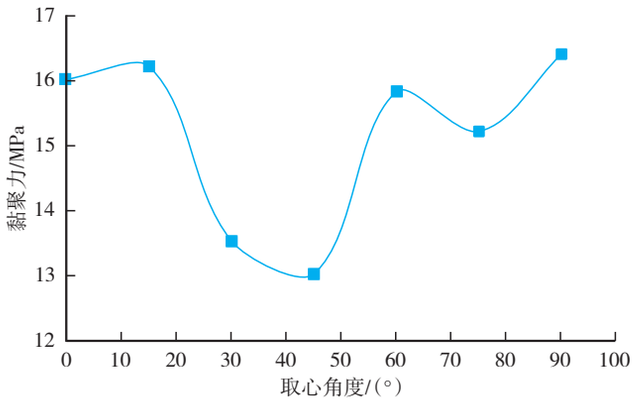


图7　不同室内取心角度下岩心黏聚力

Fig. 7　Cohesion of mudstone samples at different coring angles

为主，表明该区块泥岩具备较强的脆性特征，且黏土矿物主要以伊利石和伊蒙混层为主，故表面水化是导致该泥岩井壁失稳的关键原因。岩石30°~45°存在弱胶结面，力学稳定性较差，并有微裂缝发育，同时其脆性大，易在外部力学破坏下产生诱导裂缝。地层在与钻井液接触后，水相在正向压差（钻井液与地层流体）、毛细管力等多重作用下侵入孔缝结构，诱发泥岩表面水化并产生较强的排斥力，进而引发毛细管尖劈作用，该作用驱动裂缝持续扩展并最终贯通，导致井壁出现剥落、掉块现象，影响井眼稳定性。

上述研究表明抑制泥岩表面水化是提高苏里格区块井壁稳定性的关键。针对井壁坍塌、缩径问题，提高钻井液密度可在短时间内抑制坍塌、缩径，但钻井液液柱压力升高，会导致更多的水相侵入井壁，进而加剧表面水化对井壁孔缝结构的破坏，后期可能引发更为严重的井壁失稳问题。

2　不同抑制剂性能评价

通过表征岩心在不同类型抑制剂水溶液中浸泡前后的滚动回收率、力学性能及微观形貌变化，筛选出适宜的抑制剂以提升井壁稳定性。

2.1　抑制性能测试

测试苏里格区块石盒子组泥岩在不同抑制剂水溶液中的滚动回收率（实验条件为老化温度100 ℃，热滚时间16 h）。如图8所示，即使在清水中，其滚动回收率仍可达93.76%。加入各类抑制剂后，在水相中岩石的滚动回收率保持在92.63%~95.63%。针对弱膨胀性泥岩而言，单纯的水化性能评价难以指导抑制剂的筛选。

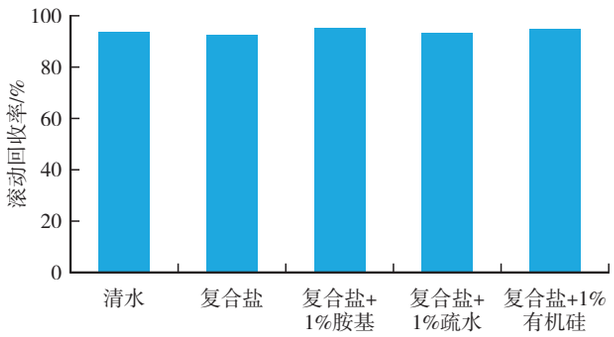


图8　不同抑制剂水溶液中石盒子组泥岩滚动回收率

Fig. 8　Rolling recovery of the Shihezi Formation mudstone in aqueous solutions of different inhibitors

2.2　力学强度测试

对苏里格区块石盒子组岩样开展力学强度测试，评价抑制剂对岩石内部结构的强化效果。将岩心浸入抑制剂水溶液中，在温度100 ℃下浸泡24 h，取出烘干后在围压10 MPa下测试其抗压强度。

表3为不同抑制剂作用下岩心的抗压强度。岩心在浸泡前，其抗压强度为98.11 MPa，浸入去离子水中24 h后，抗压强度降低率达35.15%；在复合盐去离子水中，抗压强度有所提升，但幅度有限，说明复合盐具备一定抑制岩石水化的效果，但效果一般；进一步在复合盐体系中加入胺基抑制剂、疏水抑制剂与有机硅抑制剂，其抗压强度分别为90.36 MPa、86.31 MPa和82.39 MPa，抗压强度大幅提高，说明在复合无机盐基础上，复配有机类的抑制剂，可更好地提高岩石的抗压强度。

表3　不同抑制剂对泥岩抗压强度的影响

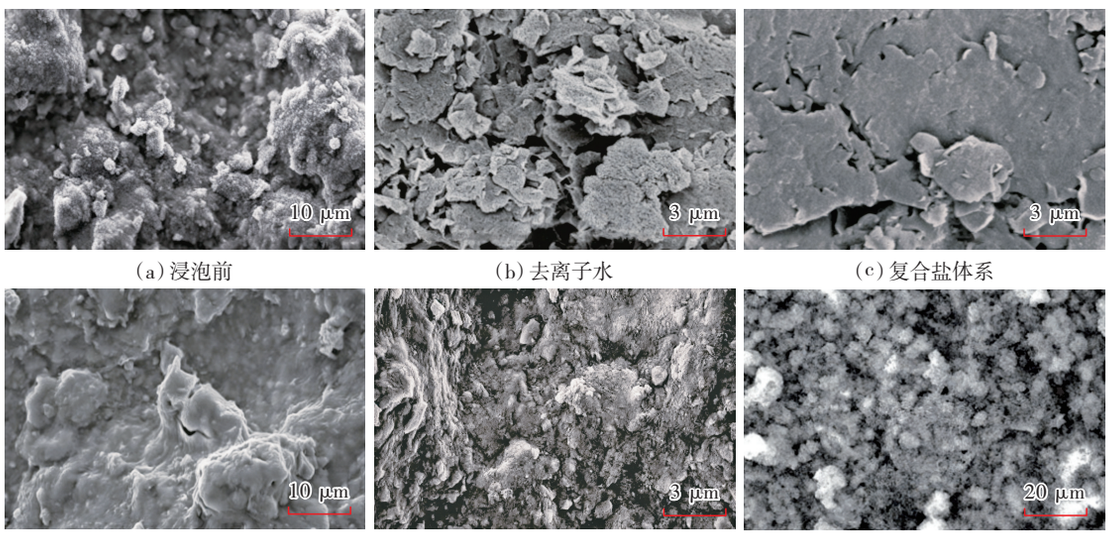
Tab. 3　Effects of different inhibitors on the compressive strength of mudstone

序号	浸泡体系	抗压强度/MPa	抗压强度降低率/%
1	浸泡前	98.11	
2	去离子水	63.62	35.15
3	去离子水+10%NaCl+8%KCl	73.92	24.66
4	去离子水+10%NaCl+8%KCl+胺基抑制剂SIAT	90.36	7.90
5	去离子水+10%NaCl+8%KCl+疏水抑制剂	86.31	12.03
6	去离子水+10%NaCl+8%KCl+有机硅抑制剂GWJ	82.39	16.02

2.3　微观形貌表征

由实验结果可知，在复合盐体系中加入胺基、疏水与有机硅三种抑制剂后，石盒子组泥岩的分散性和力学强度都有一定程度的改善。为明确其作用机理，

将岩心片浸泡于不同抑制剂体系中，利用扫描电镜观察岩心的微观形貌（图9）。图9（a）为浸泡前，图9（b）为岩心经去离子水浸泡后，出现层状黏土矿物分离，导致岩心力学稳定性下降；如图9（c）所示，加入复合盐后，层状分离大幅减少，但仍有少量片状分离；如图9（d）、图9（e）所示，有机硅与聚胺体系对应的岩石表面基本无片状分离，说明对水化抑制效果较好；如图9（f）所示，疏水抑制剂在浸泡岩石表面沉积，构建了微纳米级粗糙度，通过封堵和疏水改性抑制水相渗吸，进而抑制了水化。



（a）浸泡前　（b）去离子水　（c）复合盐体系

（d）有机硅体系　（e）聚胺体系　（f）疏水型抑制剂体系

图9　不同抑制体系浸泡前后岩心的微观形貌

Fig. 9 Microscopic morphologies of cores before and after immersion in different inhibition systems

3　不同钻井液体系性能评价

由前文可知，抑制泥岩表面水化是提高苏里格区块井壁稳定性的关键措施，并筛选了复合盐抑制剂（原钻井液体系）、胺基抑制剂、疏水抑制剂和有机硅抑制剂，配制如下钻井液体系，进一步评价岩心在不同钻井液体系中的水化分散性、力学稳定性和浸泡前后的微观形貌。

复合盐抑制剂体系（原钻井液体系）：1%膨润土+0.2%烧碱+3%KCl+3%甲酸钠+10%工业盐+0.3%FA-367+3%预胶化淀粉+1%SMP-Ⅱ+1%FT-1A。

胺基钻井液体系：1%膨润土+0.2%烧碱+3%KCl+3%甲酸钠+10%工业盐+0.3%FA-367+3%预胶化淀粉+1%SMP-Ⅱ+1%FT-1A+1%胺基抑制剂SIAT。

疏水型钻井液体系：0.2%烧碱+3%KCl+3%甲酸钠+10%工业盐+0.3%FA-367+3%黄原胶+1%SMP-Ⅱ+1%FT-1A+1%疏水抑制剂（该体系加入膨润土后，效果受限，故采用无固相体系）。

有机硅钻井液体系：1%膨润土+0.2%烧碱+3%KCl+3%甲酸钠+10%工业盐+0.3%FA-367+3%预胶化淀粉+1%SMP-Ⅱ+1%FT-1A+1%有机硅抑制剂。

上述体系配制完毕后，在温度100 ℃下老化16 h，留待后续测试。

3.1　抑制性能测试

图10为石盒子组泥岩岩样在不同钻井液体系中的滚动回收率（实验条件为温度100 ℃，热滚时间16 h）。由于该岩样水化膨胀性较弱，即使在清水中，其滚动回收率也可达到93.76%。因此，在不同类型的钻井液体系中，其滚动回收率均相对较高，保持在95%以上。其中，在有机硅体系中，由于有机硅在岩样表面吸附、固结，测试的滚动回收率高于100%。

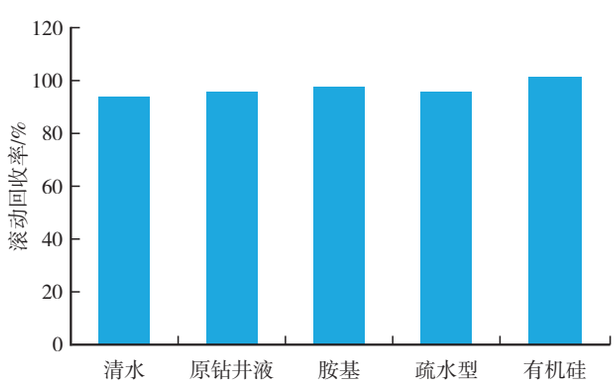


图10　不同抑制剂钻井液体系中石盒子组泥岩滚动回收率

Fig. 10 Rolling recovery of the Shihezi Formation mudstone in different drilling fluid systems

3.2　力学强度测试

将岩心置于不同类型的钻井液体系中，在温度100 ℃下静置24 h后取出，测试岩心在不加围压下的抗压强度。测试结果如图11所示，原始岩心抗压强度

最高达到99 MPa。岩心在复合盐体系中浸泡后，抗压强度显著下降，这是由于复合盐体系对渗透水化抑制效果较好，但对表面水化基本无抑制效果。而胺基体系和疏水体系对岩石的表面水化有明显抑制效果，浸泡后岩心的力学强度未发生明显下降，说明胺基体系和疏水体系可有效提高井壁的力学稳定性。有机硅体系兼具抑制表面水化和成膜固壁作用[21]，对提高井壁稳定性具有一定效果，但由于其抑制表面水化的效果弱于疏水抑制剂和胺基抑制剂，因此，有机硅体系提高井壁稳定性的效果弱于疏水型体系和胺基体系，说明体系中需引入可抑制表面水化的有机类抑制剂。

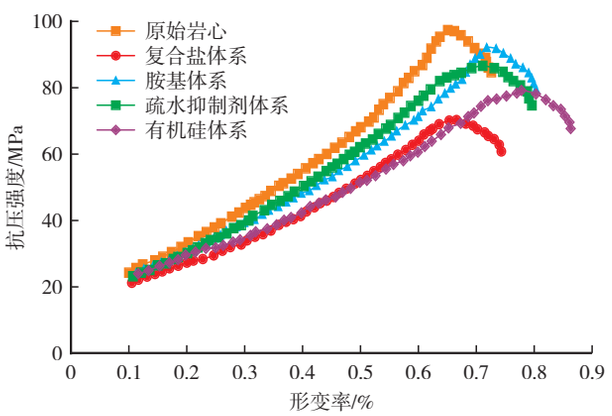
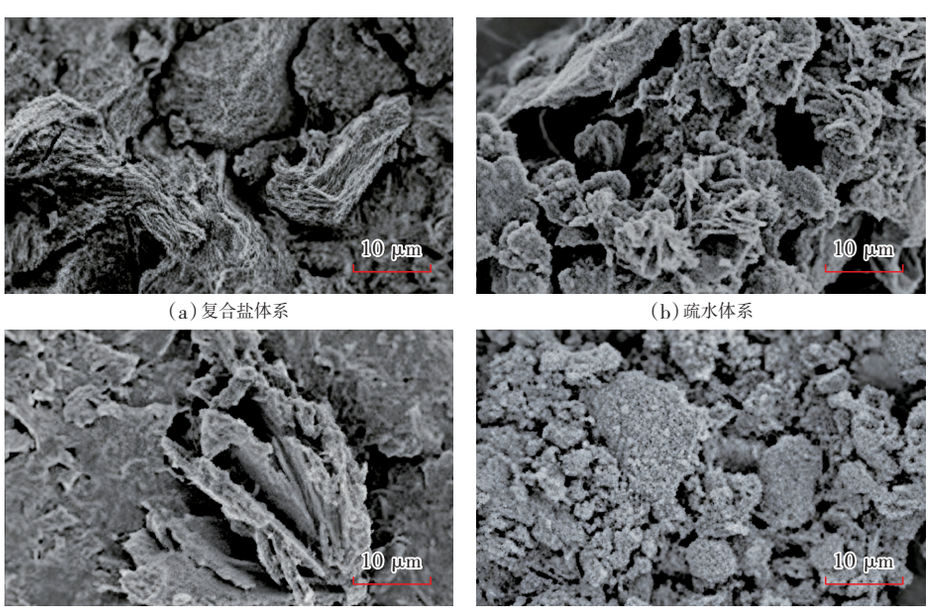


图11　不同钻井液体系中石盒子组岩心的抗压强度

Fig. 11　Compressive strengths of the Shihezi Formation cores in different drilling fluid systems

3.3　微观形貌表征

将石盒子组泥岩岩样劈开，露出新鲜面，置于钻井液体系中浸泡24 h，取出后烘干，利用扫描电镜观测其微观形貌（图12）。在复合盐钻井液体系中浸泡后，岩样表面产生许多缝隙，在毛细管力作用下，水相侵入孔缝并诱发表面水化，进而引发应力集中，产生毛细管尖劈作用，从而引起孔缝扩张、连通[22]，如图12（a）所示。岩样在疏水型钻井液体系中浸泡后，疏水抑制剂在岩石表面形成片层状的微观粗糙结构，这一粗糙结构是实现疏水效果的关键因素，如图12（b）所示。通过疏水作用，可以有效抑制水相在岩石表面的平铺，对抑制岩石表面水化具有良好效果；同时，疏水作用可以反转毛细管力以抑制水相渗吸，对减少水相侵入、进一步提高井壁稳定性也具有较好的效果。岩石在胺基体系中浸泡后，表面基本无孔隙，再次表明胺基体系具备较好的抑制岩石表面水化效果，如图12（c）所示。岩石在有机硅体系中浸泡后，岩石表面孔缝中出现了众多球状颗粒的沉积物，这是由于有机硅在岩石表面孔缝间堆积，并发生缩合作用，如图12（d）所示。



（a）复合盐体系　（b）疏水体系

（c）胺基体系　（d）有机硅体系

图12　石盒子组泥岩在不同钻井液体系中浸泡后的微观形貌

Fig. 12　Microscopic morphologies of the Shihezi Formation mudstone after immersion in different drilling fluid systems

3.4　钻井液技术对策

1）加强对岩石表面水化的抑制。复合无机盐体系对渗透水化有极为优异的抑制效果，但对表面水化的抑制作用较小。针对伊利石及伊蒙混层表面水化引发的井壁失稳问题，需强化钻井液的水化抑制性能。通过调控钻井液抑制剂组分与地层矿物界面相互作用，抑制黏土矿物晶层间水分子渗透，降低微裂缝尖端应力集中效应，维持岩石微观结构的完整性。

因此，需引入有机类抑制剂（胺基等），其原理是通过抑制剂在岩石晶层表面吸附，利用其烃基（$-CH_2-$等）等疏水性基团，抑制晶层表面对水相的吸附作用，进而有效抑制表面水化作用。

2）引入有机硅等具备固结作用的固壁剂产品，通过提高井壁岩石的胶结强度来减缓水化对井壁力学稳定性的破坏。有机硅体系依靠抑制表面水化和成膜固壁实现井壁稳定，在苏里格地区少有应用。该体系中的硅酸盐与地层多价阳离子（如Ca^{2+}、Mg^{2+}）反应形成的沉淀封堵泥岩表面及孔隙，阻碍水的侵入；同时，进入孔隙的硅酸盐在与地层水接触后，因pH值下降而胶凝并在岩石裂缝表面吸附成膜，最终抑制页岩水化。

3）强化体系的降滤失和封堵性能。针对地层微孔缝发育特征，采用粒径梯度匹配的封堵剂，通过毛细作用力驱动实现微裂缝精准填充减缓液相侵入速率[23]；通过优化降滤失剂与黏土颗粒的协同作用，降低泥饼渗透性并减少滤液渗入量，形成薄而致密的隔离层，减缓液相侵入对地层的负面影响，从而延长井壁坍塌周期，为安全、快速钻进争取足够的时间。

4 结论

针对苏里格区块石盒子组泥岩井壁易垮塌问题，揭示了其井壁失稳机理，并围绕岩石在不同种类抑制剂水溶液和不同类型钻井液体系中浸泡后的水化性能、力学性能与微观结构表征三方面开展研究，取得了以下认识。

1）苏里格区块石盒子组泥岩表面水化是导致井壁失稳的关键原因。地层岩样属典型的硬脆性泥岩，具有弱膨胀性；发育有大量孔隙及微裂缝，且取心角度30°～45°时岩石存在弱胶结面，其力学稳定性较差；地层岩石具备亲水特性，岩样自吸水能力较强，自吸过程中，微裂缝尖端会出现较大的应力集中，使裂缝发生延伸、扩展，并相互连通，最后与主裂缝贯通，导致井壁失稳。

2）对比不同抑制剂水溶液对泥岩的抑制效果，微观结构显示，经去离子水浸泡后，岩样出现层状黏土矿物分离现象；而加入复合盐后，分离程度显著降低，但仍有少量片状分离；有机硅、聚胺与复合盐复配体系作用后，岩石表面基本无片状分离现象，水化抑制效果较好；疏水抑制剂与复合盐复配体系作用后，则会在岩石表面沉积并构建微纳米级粗糙度，通过封堵和疏水改性抑制水相渗吸，进而实现水化抑制。

3）对比不同抑制剂钻井液体系对泥岩的抑制效果，微观结构显示，胺基和疏水钻井液体系分别通过形成致密表面和片层粗糙结构有效抑制水化，维持岩心抗压强度稳定；而有机硅抑制剂由于有机硅在岩石表面孔缝间堆积，并发生缩合作用亦可成功抑制泥岩表面水化。故在复合盐钻井液体系基础上，探索有机抑制剂与无机抑制剂协同抑制泥岩水化是解决苏里格地区泥岩井壁失稳的关键。

参考文献

[1]程立华，王国亭，郭辉，等.苏里格气田储量效益分类评价及动用对策[C]//中国石油学会天然气专业委员会.第33届全国天然气学术年会（2023）论文集（02气藏开发）.广西南宁，2023：1092.
CHENG Lihua，WANG Guoting，GUO Hui，et al. Classification evaluation of reserves benefits and utilization strategies of the Sulige gas field[C]//China Petroleum Society Natural Gas Committee. Proceedings of the 33rd National Natural Gas Academic Conference（2023）（02 Reservoir Development）. Nanning，Guangxi，2023：1092.

[2]姬鹏程，庞锦莲，郝志磊，等.基于蒙特卡洛方法致密气砂岩储层地质储量评价：以苏里格气田苏14工区盒8段-山1段主力气层为例[J].矿物岩石，2025，45（3）：177-189.
JI Pengcheng，PANG Jinlian，HAO Zhilei，et al. Geological reserve evaluation of tight gas sandstone reservoirs based on the Monte Carlo method：a case study of the main gas reservoir in the He8 Member-Shan1 Member of the Su14 Block，Sulige gas field[J]. Journal of Mineralogy and Petrology，2025，45（3）：177-189.

[3]李永钊，周超，常杨，等.苏里格气田水平井井壁失稳因素分析与技术对策[J].中国石油和化工标准与质量，2022，42（21）：6-8.
LI Yongzhao，ZHOU Chao，CHANG Yang，et al. Analysis of borehole instability factors of horizontal wells in Sulige gas field and technical countermeasures[J]. China Petroleum and Chemical Standards and Quality，2022，42（21）：6-8.

[4]王丽君.苏里格硬脆性泥岩地层井壁失稳机制及钻井液技术对策[J].精细石油化工进展，2023，24（4）：21-25.
WANG Lijun. Mechanism of wellbore instability and technical countermeasures of drilling fluid in Sulige hard and brittle mudstone formation[J]. Advances in Fine Petrochemicals，2023，24（4）：21-25.

[5]侯博，何辉，李录科.苏里格气田苏59区块二开结构水平井钻井液技术[J].石化技术，2024，31（1）：181-183.
HOU Bo，HE Hui，LI Luke. Drilling fluid technology for horizontal wells with two levels of casing of Block Su59，Sulige gas field[J]. Petrochemical Industry Technology，2024，31（1）：181-183.

[6]钟锋，黄鑫，高子奇，等.苏里格气田165 mm二开大斜度井优快钻井液技术[J].石油化工应用，2025，44（7）：31-35.
ZHONG Feng，HUANG Xin，GAO Ziqi，et al. Sulige gas field 165 mm two-opening large inclination well optimized fast

drilling fluid technology[J]. Petrochemical Industry Application, 2025, 44(7): 31-35.
[7]孙金声，杨景斌，吕开河，等.深层超深层钻井技术研究现状与展望[J].新疆石油天然气，2025，21(2)：1-14.
SUN Jinsheng, YANG Jingbin, LV Kaihe, et al. Research status and prospects of deep and ultra-deep drilling technology [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2025, 21(2): 1-14.
[8]SALEH T A, IBRAHIM M A. Synthesis of amyl ester grafted on carbon-nanopolymer composite as an inhibitor for cleaner shale drilling[J]. Petroleum, 2022, 8(4): 529-537.
[9]ZHU H, LI D, ZHAO X, et al. A novel choline chloride/graphene composite as a shale inhibitor for drilling fluid and the interaction mechanism [J]. RSC advances, 2022, 12 (47): 30328-30334.
[10]高书阳，汤志川，宋碧涛，等.川西断缝体储层封堵固壁钻井液技术[J].钻井液与完井液，2023，40(5)：556-562.
GAO Shuyang, TANG Zhichuan, SONG Bitao, et al. Drilling fluid technology for plugging and strengthening the borehole wall of wells penetrating the faulted fractured reservoirs in West Sichuan[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2023, 40(5): 556-562.
[11]范胜，蒋官澄，易浩，等.抗高温封堵固壁防塌水基钻井液研究与应用[J].钻采工艺，2023，46(2)：146-152.
FAN Sheng, JIANG Guancheng, YI Hao, et al. Research and application of high-temperature plugging anti-sloughing water-based drilling fluids for wellbore strengthening [J]. Drilling & Production Technology, 2023, 46(2): 146-152.
[12]刘波，高龙，陈明勇，等.新型环保钻井液在套管开窗侧钻井的研究与应用[J].钻井液与完井液，2023，40(2)：202-208.
LIU Bo, GAO Long, CHEN Mingyong, et al. Study and application of a new environmentally friendly drilling fluid in through-casing sidetrack drilling [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2023, 40(2): 202-208.
[13]吕坤鸿，张辉，田得粮，等.鄂尔多斯盆地深部煤层井壁失稳机理及钻井液对策[J].钻井液与完井液，2024，41(5)：564-573.
LV Kunhong, ZHANG Hui, TIAN Deliang, et al. Mechanisms of borehole wall instability of deep coal seam in Ordos Basin and drilling fluid countermeasures [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2024, 41(5): 564-573.
[14]王晓东，王一航，王永田，等.利用矿物含量计算砂岩脆性指数——以鄂尔多斯盆地合水地区长6段致密砂岩储层为例[J].成都理工大学学报(自然科学版)，2018，45(3)：367-373.
WANG Xiaodong, WANG Yihang, WANG Yongtian, et al. A method of computing brittleness index of sandstone by mineral content: a case study of Chang-6 tight sandstone reservoir in Heshui, Ordos Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2018, 45(3): 367-373.
[15]WANG Y, LIU X, LIANG L, et al. Experimental study on the damage of organic-rich shale during water-shale interaction [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 74: 103103.
[16]康毅力，杨斌，李相臣，等.页岩水化微观作用力定量表征及工程应用[J].石油勘探与开发，2017，44(2)：301-308.
KANG Yili, YANG Bin, LI Xiangchen, et al. Quantitative characterization of micro forces in shale hydration and field applications [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(2): 301-308.
[17]梁小强，孙平贺，胡达，等.钻井液对HDD黏土层力学性能作用机理研究[J].地下空间与工程学报，2023，19(1)：157-164.
LIANG Xiaoqiang, SUN Pinghe, HU Da, et al. Study on the mechanism of the action of HDD drilling fluid on the mechanical properties of clay stratum [J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2023, 19(1): 157-164.
[18]曹仁义，黄涛，程林松，等.水驱油藏中原油极性物质对吸附和润湿性影响的分子模拟[J].计算物理，2021，38(5)：595-602.
CAO Renyi, HUANG Tao, CHENG Linsong, et al. Influence of polar substance of crude oil on adsorption and wettability in water flooding reservoir: molecular simulation[J]. Chinese Journal of Computational Physics, 2021, 38(5): 595-602.
[19]CHENEVERT M E, GATLIN C. Mechanical anisotropies of laminated sedimentary rocks[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1965, 5(1): 67-77.
[20]石寒.修正的莫尔-库仑理论的解析和验证[J].岩土力学，2007，28(7)：1491-1494.
SHI Han. Analysis and verification of modified Mohr-Coulomb's theory[J]. Rock and Soil Mechanics, 2007, 28 (7): 1491-1494.
[21]安莹慧，汪伟，张毅，等.硅基材料在钻井液中的应用及研究进展[J].钻探工程，2024，51(4)：64-73.
AN Yinghui, WANG Wei, ZHANG Yi, et al. Application and research progress of silicon-based materials in drilling fluids [J]. Drilling Engineering, 2024, 51(4): 64-73.
[22]黄贤斌，张学皓，袁侦航，等.复杂泥页岩地层井壁稳定钻井液材料研究现状[J].新疆石油天然气，2024，20(3)：46-53.
HUANG Xianbin, ZHANG Xuehao, YUAN Zhenhang, et al. Research status of wellbore stabilization drilling fluid materials in complex shale formations [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2024, 20(3): 46-53.
[23]章超，孙金声，黄贤斌，等.水基钻井液用抗高温微纳米聚合物封堵固壁剂制备与评价[C]//西安石油大学，中国石油大学(北京)，陕西省石油学会.2025油气田勘探与开发国际会议论文集(IFEDC).北京，2025：102-111.
ZHANG Chao, SUN Jinsheng, HUANG Xianbin, et al. Synthesis and evaluation of a high-temperature-resistant micro-nano polymer plugging and rock-cementing agent for water-based drilling fluids[C]//Xi'an Shiyou University, China University of Petroleum (Beijing), Shaanxi Petroleum Society. Proceedings of the 2025 International Field Exploration and Development Conference (IFEDC). Beijing, 2025: 102-111.

(修改回稿日期：2025-12-20　编辑：丁艳艳)